СОГЛАСОВАНО:
Старший советник ОТ, ТБ и ООС
Филиала Компании
«Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»
в Республике Казахстан

_____ Сейткалиев К.М.

«___» _____ 2023 г.

ПРОЕКТ
«НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ ОТ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА НА 2024 г.»

РАЗРАБОТЧИК:
ТОО «ENVIRS Consulting»
Генеральный Директор

_____ Глазунов А.В.

«____» _____ 2023 г.

Актау-Алматы, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта		А. Глазунов (подразделы 2.9, 3.2, 3.3, 3.6-3.8)
Главный специалист эколог (менеджер проекта)		М. Шакеева (раздел 1, подразделы 2.1-2.8, 3.1, 3.4, 3.5, раздел 4)

АННОТАЦИЯ

Настоящий «Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2024 год» Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК разработан с целью получения оператором Разрешения на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории сроком на 2024 год.

Согласно Решению по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан для месторождения «Дунга» определена **категория объекта: I.**

В проекте определены, проанализированы и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации объектов месторождения Дунга.

Инвентаризация источников выбросов является первым этапом разработки проекта НДВ и представляет собой систематизацию сведений об стационарных источниках, их распределении по территории, количественном и качественном составе выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. По результатам инвентаризации установлен состав источников выбросов и перечень вредных веществ, подлежащих нормированию.

Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, представляет собой систематизацию сведений о распределении источников на предприятии, количестве и составе вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу.

В инвентаризации, данные о характеристиках источников выделения и загрязнения атмосферы приводятся по состоянию на начало **2023 года**, а данные о количестве выбрасываемых вредных веществ приводятся за предыдущий **2022 год**.

Согласно инвентаризации, общее количество стационарных источников выбросов на объектах месторождения Дунга с учетом новых источников с нулевыми выбросами на 2023 год составило **529** источника, из них **140** организованных и **389** неорганизованных.

Согласно отчетным данным за 2022 год, суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составил **1386.6947 тонн,** в том числе выбросы от факельных установок составили **65.1295 т/год.**

По результатам проведенной инвентаризации составлены бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников (Приложение 1).

В **2023 году** общее количество стационарных источников выбросов оператора с учетом источников строительства согласно РООС составило **647,** из них: **148** организованных и **499** неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составил **2383.5240 тонн** (экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ76VCZ02568747 от 21.10.2022 г.), *в том числе выбросы от факельных установок **96.1360 тонн** и выбросы от намечаемой деятельности (РООС) **243.7631 тонн.***

На период разработки проекта НДВ (**2024 год**) общее количество стационарных источников выбросов составит **529** источника, из них **140** организованных и **389** неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит **2139.7609 тонн,** *в том числе выбросы от факельных установок составят* **96.1360 тонн.**

Проектом также предлагаются нормативы загрязняющих веществ по РООС разработанным к проектам намечаемой деятельности (услугам и работам), выполняемых подрядными организациями. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ от данных работ составит **243.7631 тонн**

В целом от предприятия в атмосферу будут выделяться, загрязняющие вещества **43** наименований **1-4** класса опасности из них 10 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 10 групп суммации.

Объем сжигаемого газа на факельных установках при постоянных и периодических сбросах на период нормирования (2024 год) составит **3.899 млн.м^3 газа**.

Планируемые платежи за выбросы в атмосферу за 2024 год составят – ***86 897 231 тенге/год*** (раздел 4).

Настоящий проект разработан на 2024 год и основывается на прогнозных сведениях Компании об объемах работ и расходе материалов на этот период.

Для подготовки данного проекта были использованы следующие сведения:
- проекты нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2023 г.
- программа развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на 2023-2025 гг.;
- исходные данные для разработки проекта НДВ;
- проекты намечаемой деятельности на перспективу (РООСы).

Проектная мощность производства на 2024 г.:

- добыча нефти – 814 700.0 т/год;
- добыча газа – 73 700 000.0 м^3/год.

К основным производственным объектам и сооружениям месторождения Дунга относятся:

- центральный пункт сбора нефти (ЦПС);
- установка подготовки газа (УПГ);
- эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины;
- газотурбинные электростанции (ГТЭС);
- коммерческий узел учета нефти (КУУН);
- автозаправочная станция (АЗС);
- станция забора морской воды;
- участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»;
- вахтовый поселок подрядных компаний;
- капитальный ремонт скважин;
- установки системы подготовки и закачки воды (пластовой, морской).

Согласно статье 147 (п.3) Кодекса РК «О недрах и недропользовании» Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа (далее Программа) подлежит утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должна обновляться каждые три года.

В 2022 году в рамках нового трехлетнего периода компанией АО «НИПИнефтегаз» разработана «Программа развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025 гг.». В настоящей «Программе…» представлены общие сведения о месторождении, запасах углеводородного сырья и текущем состоянии разработки объектов добычи; проанализирована существующая система сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа; описаны реализованные проектные мероприятия по утилизации газа и определен комплекс мероприятий, планируемый к реализации на месторождении Дунга в период 2023-2025 гг.

На основании планируемого комплекса мероприятий по развитию и разработанных план-графиков проведения ремонтных работ и технического обслуживания оборудования, а также в соответствии утвержденной «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом МЭ РК № 164 от 5 мая 2018 г., произведен расчет объемов технологически неизбежного сжигания газа на период 2023-2025 гг.

По итогу рассмотрения Министерством энергетики Республики Казахстан «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025 гг.» оператор получил Протокол согласования №3 от 12.08.2022 г., в соответствии с которым выполняется настоящий проект НДВ на 2024 год.

Во исполнение требований п.3 ст.49 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. в настоящем проекте учтены источники согласно разделам «Охраны окружающей среды» к проектам намечаемой деятельности на объектах месторождения Дунга на 2024 год.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2024 г. в сравнении с количеством источников по существующему положению представлены в таблице 1.

Таблица 1. Сравнительная характеристика по количеству источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

№ п/п	№ площадки	Наименование производства	Тип источника	Количество источников выбросов загрязняющих веществ				Примечание
				По проекту НДВ на 1-ое полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ80VCZ01718179 от 31.12.2021 г.)	По проекту НДВ на 2-ое полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2022 г.)	Инвентаризация (выбросы 2022 года, источники 2023 года)	Предлагаемое количество источников по текущему проекту НДВ на 2024 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	ЦПС (центральный пункт сбора нефти)	**Всего, в том числе:**	**87**	**88**	**78**	**92**	В 2023 году количество источников увеличивается на 4 неорганизованных выброса. Согласно согласованному во II полугодии 2022 года РООС «Модернизация системы рециркуляции пластовой воды на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области» на площадке ЦПС образуются 3 неорганизованных источников выбросов: сепаратор пескоуловитель V 034-0011 (ист.№7435), площадка сепаратора пескоуловителя V 034-0011 (ист.№7436), резервуар для сбора песка Т-050-0009 (ист.№7437). Количество организованных источников выбросов не изменится, поскольку проектом исключаются 4 организованных источников и добавляются другие 4 новых организованных источников. В 2023 году на площадке ЦПС не будут работать 2 печи ППТ-0, 2 (H-401D/C) (исключаются ист.№№0112, 0114) с продувочными свечами (исключаются ист.№№0113, 0115). Дополнительно образующимися организованными источниками с 2023 года будут: по результатам инвентаризации вновь учтенный дизельный генератор Caterpillar 500 (CAT SR500) расположенный на территории склада ЦПС (ист.№0146) и включенные согласно согласованному во II полугодии 2022 года РООС «Аварийная дизельная электростанция компрессорной установки воздуха КИПиА на ЦПС м/р Дунга» 3 организованных источника выбросов: аварийная дизельная электростанция (резервная) (ист.№0149), топливный бак (дизтопливо) (ист.№0150), топливный бак (масло) (ист.№0151) и 1 неорганизованный источник выбросов: насосный блок дизтоплива (ист.№6407).
			организованные:	44	44	39	44	
			неорганизованные:	43	44	39	48	
2	2	УПГ (установка подготовки газа)	**Всего, в том числе:**	**18**	**18**	**18**	**18**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	4	4	4	4	
			неорганизованные:	14	14	14	14	
3	3	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	**Всего, в том числе:**	**228**	**232**	**212**	**240**	В 2023 году количество источников меняется, добавляются 2 организованных и 6 неорганизованных. На данной площадке были учтены по результатам инвентаризации 2 организованные свечи: свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №D15 (66B) (ист. №0337), свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №E15 (214B) (ист.№0338). Также были включены 6 неорганизованных источников согласно согласованному во II полугодии 2022 года проекту РООС «Обустройство устьев скважин, системы сбора и транспорта нефти на ЦПС месторождения Дунга. Модернизация»: площадка обслуживания ПК на коллекторах от линий I, J, K, L, M, E/I5 (PST-04) (ист.№ 7352), насос P-202A (ист.№ 7353), насос P-202B
			организованные:	30	30	29	32	
			неорганизованные:	198	202	183	208	

№ п/п	№ площадки	Наименование производства	Тип источника	Количество источников выбросов загрязняющих веществ				Примечание
				По проекту НДВ на 1-ое полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ80VCZ01718179 от 31.12.2021 г.)	По проекту НДВ на 2-ое полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2022 г.)	Инвентаризация (выбросы 2022 года, источники 2023 года)	Предлагаемое количество источников по текущему проекту НДВ на 2024 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
								(ист.№ 7354), площадка насосов P-202A/B (ист.№ 7355), площадка БДР-10 на скважине ДГА-34 (ист.№ 7356), площадка БДР-10 на PST-01 (ист.№ 7357).
4	4	Коммерческий узел учета нефти	**Всего, в т.ч.:**	**9**	**9**	**9**	**13**	В 2023 году количество источников меняется, добавляются 3 организованных источников и 1 неорганизованный. Согласно согласованному во II полугодии 2022 года РООС «Аварийная дизельная электростанция Коммерческого Узла Учета Нефти м/р Дунга» учтены 3 организованных источника выбросов: Дизельная электростанция (резервная) (ист.№0152), топливный бак (дизтопливо) (ист.№0153), топливный бак (масло) (ист.№0154) и 1 неорганизованный источник выбросов: насосный блок дизтоплива (ист.№6408).
			организованные:	3	3	3	6	
			неорганизованные:	6	6	6	7	
5	5	АЗС (автозаправочная станция)	**Всего, в т.ч.:**	**9**	**9**	**9**	**9**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	4	4	4	4	
			неорганизованные:	5	5	5	5	
6	6	Морская насосная	**Всего, в т.ч.:**	**2**	**2**	**2**	**2**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	2	2	2	2	
			неорганизованные:	0	0	0	0	
7	7	Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	**Всего, в т.ч.:**	**2**	**2**	**2**	**2**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	1	1	1	1	
			неорганизованные:	1	1	1	1	
8	8	Вахтовый поселок подрядных компаний	**Всего, в т.ч.:**	**5**	**5**	**5**	**5**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	3	3	3	3	
			неорганизованные:	2	2	2	2	
9	9	КРС. Подъемный агрегат ПАП-60 (44 работы)	**Всего, в т.ч.:**	**4**	**4**	**4**	**5**	Согласно проведенной инвентаризации на КРС дополнительно учтен топливозаправщик (ист.№6903)
			организованные:	3	3	3	3	
			неорганизованные:	1	1	1	2	
10	10	КРС. Подъемный агрегат ПАП-60 (44 работы)	**Всего, в т.ч.:**	**4**	**4**	**4**	**5**	Согласно проведенной инвентаризации на КРС дополнительно учтен топливозаправщик (ист.№7003)
			организованные:	3	3	3	3	
			неорганизованные:	1	1	1	2	
11	11	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	**Всего, в т.ч.:**	**15**	**15**	**15**	**15**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	10	10	10	10	
			неорганизованные:	5	5	5	5	
12	12	Установки системы подготовки и закачки воды	**Всего, в т.ч.:**	**7**	**7**	**7**	**7**	Изменения отсутствуют и количество источников остается на прежнем уровне
			организованные:	2	2	2	2	
			неорганизованные:	5	5	5	5	

№ п/п	№ площадки	Наименование производства	Тип источника	Количество источников выбросов загрязняющих веществ				Примечание
				По проекту НДВ на 1-ое полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ80VCZ01718179 от 31.12.2021 г.)	По проекту НДВ на 2-ое полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2022 г.)	Инвентаризация (выбросы 2022 года, источники 2023 года)	Предлагаемое количество источников по текущему проекту НДВ на 2024 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		(пластовой, морской)						

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Дунга являются: факела высокого и низкого давления, газотурбинные электростанции и резервуары нефти. На месторождении Дунга отсутствуют фонтанные и газлифтные скважины.

Выбросы ЗВ от сжигания газа на факелах рассчитаны согласно Методике расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей, приказ Министра ООС №23П от 31.01.07.

Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании попутного и (или) природного газа установлены в соответствии с разрешением на сжигание сырого газа месторождения Дунга, выданным уполномоченным органом (Протокол рабочей группы по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа Министерством Энергетики РК №3 от 12.08.2022 г.).

В целом от предприятия, в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 43 наименования 1-4 класса опасности. Основными загрязняющими атмосферу веществами являются предельные углеводороды, оксид углерода, окислы азота, углерод, метан.

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

В качестве исходных данных использовались справки от оператора-заказчика, техническая и отчетная документация, программа развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2023-2025 гг. и др. данные.

Номера источников приняты по номеру промплощадки: для стационарных – первая цифра обозначает тип источника выброса, 0, 1, 5 – организованный; 6, 7, 8, 9 – неорганизованный; вторая цифра обозначает номер площадки; третья и четвертая – номер источника, например, 0101, 6101.

Нормативы НДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов месторождения Дунга Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК на 2023 год в сравнении с 2022-ым годом (учитывая I, II полугодия) представлены в таблице 2.

Таблица 2. Сравнительная характеристика предлагаемых НДВ на 2024 год с НДВ 2023 года

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы ПДВ на I полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ80VCZ01718179 от 31.12.2021 г.)		Нормативы ПДВ на II полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2022 г.)		Всего за 2022 год (I и II полугодия)		Предлагаемые нормативы НДВ от оператора на 2023 год	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0118	Титан диоксид	0.00212	0.0001832	0.00212	0.0001832	0.00212	0.0003664	0.00212037037	0.0003664
0123	Железо (II, III) оксиды	0.0254	0.067675	0.0254	0.067675	0.0254	0.13535	0.02539746956	0.090175
0143	Марганец и его соединения	0.00074	0.0040429	0.00074	0.0040429	0.00074	0.0080858	0.00074162544	0.0044433
0150	Натрий гидроксид	0.0000786	0.000102	0.0000786	0.000102	0.0000786	0.000204	0.0000786	0.000204
0203	Хром оксид	0.000005	0.0000004	0.000005	0.0000004	0.000005	0.0000008	0.00000462963	0.0000008
0301	Азота диоксид	72.014054	243.0422879	71.593554	243.1497879	72.014054	486.1920758	73.0406921381	500.388105722
0302	Азотная кислота	0.0015	0.00198	0.0015	0.00198	0.0015	0.00396	0.0015	0.00393
0303	Аммиак	0.0001476	0.00018	0.0001476	0.00018	0.0001476	0.00036	0.0001476	0.00039
0304	Азота оксид)	11.6998769	72.31911017	11.6315669	72.33621017	11.6998769	144.6553203	11.8663308239	152.736530979
0316	Гидрохлорид	0.000396	0.00051	0.000396	0.00051	0.000396	0.00102	0.000396	0.00105
0322	Серная кислота	0.0001201	0.0001057	0.0001201	0.0001057	0.0001201	0.0002114	0.0001201	0.0002114
0328	Сажа	9.04476	8.838666789	8.75964	8.577366789	9.04476	17.41603358	7.87369361111	13.429711628
0330	Сера диоксид	10.654523	91.95487897	10.654423	91.95447897	10.654523	183.9093579	10.9401032069	194.094978046
0333	Сероводород	0.00043814	0.001783133	0.00043813	0.001782933	0.00043814	0.003566066	0.00068815023	0.00341919475
0337	Углерод оксид	100.09942	334.616098	97.11352	331.848098	100.09942	666.464196	88.6736380784	667.282066215
0342	Фтористые газообразные соединения	0.00039	0.0031225	0.00039	0.0031225	0.00039	0.006245	0.00034714392	0.0033015
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.00041	0.00345	0.00041	0.00345	0.00041	0.0069	0.00037327304	0.00355
0410	Метан	16.29487	147.35689	16.08936	147.13619	16.29487	294.49308	15.84357	321.7242
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	135.3706705	124.4269046	39.7785192	99.62137715	135.3706705	224.0482817	22.8046515995	106.308532779
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	12.3531855	39.70202932	12.3854415	29.05232928	12.3854415	68.7543586	2.86856758396	39.8250186289
0501	Пентилены	0.15779	0.0198	0.15779	0.0198	0.15779	0.0396	0.15777993056	0.03286
0602	Бензол	0.138238	0.05173	0.1382689	0.0405035	0.1382689	0.0922335	0.13119664444	0.804748
0616	Диметилбензол	0.19727	0.7086375	0.1975651	0.5830507	0.1975651	1.2916882	0.09614002694	2.1815102
0621	Метилбензол	0.3580933	0.3959927	0.3584387	0.2889581	0.3584387	0.6849508	0.23531582194	0.7152302
0627	Этилбензол	0.00316	0.0004	0.00316	0.0004	0.00316	0.0008	0.00315559861	0.00066
0703	Бенз/а/пирен	0.000099556	0.000089565	9.96E-05	0.000089565	0.000099556	0.00017913	0.00010336	0.000139069
0906	Тетрахлорметан	0.001479	0.00195	0.001479	0.00195	0.001479	0.0039	0.001479	0.0039
1042	Бутиловый спирт	0.01275	0.00459	0.01275	0.00459	0.01275	0.00918	0.01275	0.00918
1052	Метиловый спирт	0.15279	2.26665	0.16212355	2.41385	0.16212355	4.6805	0.18271267258	5.47871

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Нормативы ПДВ на I полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ80VCZ01718179 от 31.12.2021 г.)		Нормативы ПДВ на II полугодие 2022 года (Разрешение на эмиссии №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2022 г.)		Всего за 2022 год (I и II полугодия)		Предлагаемые нормативы НДВ от оператора на 2023 год	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1061	Этиловый спирт	0.00501	0.00657	0.00501	0.00657	0.00501	0.01314	0.00501	0.01317
1078	Этиленгликоль	1.57892	6.59378	1.5829099	5.1448136	1.5829099	11.7385936	0.11891701833	3.75017
1210	Бутилацетат	0.15362	0.055302	0.15362	0.055302	0.15362	0.110604	0.15361666667	0.110604
1240	Этилацетат	0.051	0.01836	0.051	0.01836	0.051	0.03672	0.051	0.03672
1325	Формальдегид	1.41065	4.549	1.41065	4.549	1.41065	9.098	1.44034064033	8.51964
1401	Ацетон	0.066151	0.0256478	0.066151	0.0256478	0.066151	0.0512956	0.06615488889	0.0512656
1555	Уксусная кислота	0.000576	0.00075	0.000576	0.00075	0.000576	0.0015	0.000576	0.0015
1715	Метилмеркаптан	0.00002808	0.00035945	0.00002806	0.00035935	0.00002808	0.0007188	-	-
2704	Бензин	0.004355	0.004952725	0.004355	0.004952725	0.004355	0.00990545	0.00435958333	0.00834727425
2732	Керосин	0.0004	0.00188	0.0004	0.00188	0.0004	0.00376	0.00040375	0.0018806625
2735	Масло минеральное нефтяное	0.000443	0.0001424	0.000443	0.0001424	0.000443	0.0002848	0.00050183333	0.0002883
2754	Углеводороды предельные С12-С19	27.385829	15.79183102	27.3887518	15.74565752	27.3887518	31.53748854	28.484208535	122.017348002
2902	Взвешенные частицы	0.05618	0.049093	0.05618	0.049093	0.05618	0.098186	0.05618	0.098286
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.00041	0.00345	0.00041	0.00345	0.00041	0.0069	0.00037327304	0.00355
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0.00742	0.010562	0.00742	0.010562	0.00742	0.021124	0.00742	0.021024
	ВСЕГО:	**399.3057673**	**1092.901521**	**299.7973496**	**1052.728705**	**399.3549409**	**2145.630226**	**265.1528572**	**2139.760917**

Проектом также предлагаются нормативы загрязняющих веществ по РООС к проектам намечаемой деятельности предприятия услуг и работ, выполняемых подрядными организациями.

Выбросы подрядных организаций, включаются в проектные документы для получения разрешения в составе основного оператора согласно ст. 12, п.6 и ст.106, п.2 ЭК РК от 02.01.2021 г. - №400-VI. Итоговая таблица нормативных выбросов от оператора, и нормативных выбросов от намечаемой деятельности представлены в таблице 4.

Таблица 3. Нормативы допустимых выбросов (НДВ) от основной деятельности и по РООС к проектам намечаемой деятельности на 2024 год

№ п/п	Предлагаемые нормативы НДВ на 2024 год					
	От основной деятельности		По РООС к намечаемым деятельностям		Сумма нормативов допустимых выбросов	
	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2	3	4	5	6	7
1	**265.1529**	**2139.7609**	**354.2799**	**243.7631**	**619.4328**	**2383.5240**

На 2024 год оператором представлены 12 разделов ООС к проектам намечаемой деятельности.

При расчете рассеивания загрязняющих веществ, размер санитарно-защитной зоны был принят 1000 метров (СП № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 г., пункт 11 подпункт 3, Санитарно-эпидемиологическое заключение № R.04.X.KZ02VBZ00034645 от 25.05.2022 г.).

Также были учтены контрольные точки на СЗЗ и одна точка на ближайшей жилой зоне (с. Саина Шапагатова) расположенной на расстоянии 14 км от месторождения с южной стороны.

В рамках данного проекта внесены предложения по установлению нормативов по каждому загрязняющему веществу в атмосферный воздух на 2024 год. Нормативы допустимых выбросов установлены с условием, что общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия (СЗЗ) не приводит к нарушению установленных нормативов качества. До утверждения экологических нормативов качества в качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись гигиенические нормативы (ПДКмр и ОБУВ) в соответствии п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БДР	- блок дозирования хим.реагентов
ГТУ	- газотурбинная установка
ГОСТ	- государственный стандарт
ГВС4	- газовоздушная смесь
ГП	- газоподготовка
ГСМ	- горюче-смазочные материалы
ГТЭС	- газотурбинная электростанция
ГФ	- газовый фактор
ГЭЭ	- Государственная экологическая экспертиза
ДВС	- двигатель внутреннего сгорания
ДЭГ	- диэтиленгликоль
ДЭС	- дизельная электростанция
ЗВ	- загрязняющие вещества
ИЗА	- источник загрязнения атмосферы
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КРС	- капитальный ремонт скважин.
КУУГ	- коммерческий узел учета газа с установкой одоризации
ЛКМ	- лакокрасочные материалы
МВт	- мегаватт
МС	- метеорологическая станция
МРП	- месячный расчетный показатель
НГС	- нефтегазовая смесь
НД	- низкое давление
НМУ	- неблагоприятные метеорологические условия
ОБУВ	- ориентировочно-безопасные уровни воздействия
ООС	- охрана окружающей среды
ОС	- окружающая среда
НДВ	- нормативы допустимых выбросов
ПДК м.р.	- предельно-допустимая концентрация (максимально-разовая)
ПДК с.с.	- предельно-допустимая концентрация (среднесуточная)
ПЗА	- потенциал загрязнения атмосферы
ПСД	- проектно-сметная документация
ППД	- поддержание пластового давления
ППР	- планово-предупредительный ремонт
ПЭК	- программа экологического контроля
РГП	- Республиканское государственное предприятие
РК	- Республика Казахстан
РНД	- республиканский нормативный документ
РП	- рабочий проект
СанПиН	- санитарные нормы и правила
СП	- санитарные правила
СЗЗ	- санитарно-защитная зона
ТОО	- товарищество с ограниченной ответственностью
УПГ	- установка подготовки нефти
УПРЗА	- унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы
УТС	- уточненная технологическая схема
ФВД	- факел высокого давления
ФНД	- факел низкого давления
ЦПС	- центральный пункт сбора
ШГНУ	- штанговая глубинно насосная установка
ЭК РК	- Экологический кодекс Республики Казахстан
ШФЛУ	- широкая фракция легких углеводородов
PST	- камера приема скребка

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ 2
АННОТАЦИЯ 3
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ 12
СОДЕРЖАНИЕ 13
СПИСОК ТАБЛИЦ 14
ВВЕДЕНИЕ 15
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ 16
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ 19
2.1. Сравнительный анализ годовых выбросов и производственных показателей за период 2019-2022 гг. 19
2.2. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования 20
2.2.1. Существующая система сбора и промысловой подготовки продукции скважин 20
2.2.2. Технологическая схема ЦПС (центральный пункт сбора нефти) 20
2.2.3. Установка подготовки газа (УПГ) 24
2.2.4. Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины 35
2.2.5. Коммерческий узел учета нефти (КУУН) 38
2.2.6. Автозаправочная станция (АЗС) 39
2.2.7. Морская насосная станция 39
2.2.8. Участок газопровода от УПГ до врезки в региональную магистральную систему Актау - Форт-Шевченко 40
2.2.9. Вахтовый поселок подрядных организаций 40
2.2.10. Капитальный и подземный ремонт скважин 40
2.2.11. Площадка Газотурбинных электростанций Taurus-60 (ГТЭС) 41
2.2.12. Установки системы подготовки и закачки воды (пластовой, морской) 42
2.3. Основные производственные показатели разработки месторождения 43
2.3.1. Характеристика фонда скважин 43
2.3.2. Утилизация попутного газа 46
2.4. Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы 46
2.5. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню 47
2.6. Перспектива развития оператора 47
2.7. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ 47
2.8. Характеристика аварийных и залповых выбросов 82
2.9. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу 85
2.10. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ 88
3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ 90
3.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере 90
3.2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ и анализ уровня загрязнения атмосферного воздуха 91
3.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ 99
3.4. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу 136
3.5. Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий 136
3.6. Уточнение границ области воздействия объекта 136
3.7. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) 137
3.8. Контроль за соблюдением нормативов предельно допустимых выбросов 138
4. РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ 204
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 207
ПРИЛОЖЕНИЯ 208
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ 209

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Сравнительная характеристика по количеству источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 5
Таблица 2. Сравнительная характеристика предлагаемых НДВ на 2024 год с НДВ 2023 года 9
Таблица 3. Нормативы допустимых выбросов (НДВ) от основной деятельности и по РООС к проектам намечаемой деятельности на 2024 год 11
Таблица 1.1 Перечень РООС учтенных в проекте НДВ на 2024 год с представленными валовыми выбросами 18
Таблица 2.1 Динамика выбросов загрязняющих веществ и производственных показателей за период 2019-2022 гг. 19
Таблица 2.2 Технологические показатели Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК 43
Таблица 2.3 Характеристика фонда скважин месторождения Дунга на 2022 – 2023 гг. 43
Таблица 2.4 Подробная характеристика фонда скважин по состоянию на 01.08.2023 г. 44
Таблица 2.5 Утилизация попутного газа на 2024 г. 46
Таблица 2.6 Баланс попутного газа месторождения Дунга на 2024 год 46
Таблица 2.7 Показатели работы газоочистных и пылеулавливающих установок (ПГО) 46
Таблица 2.8 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ на 2024 г. 48
Таблица 2.9 Перечень источников залповых выбросов 84
Таблица 2.10 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от основного производства на 2024 год 85
Таблица 2.11 Перечень загрязняющих веществ, согласно материалам РООС к проектам намечаемой деятельности 87
Таблица 2.12 Таблица групп загрязняющих веществ веществ, обладающих суммацией действия 88
Таблица 3.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере 90
Таблица 3.2 Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам ...92
Таблица 3.3 Сводная таблица результатов расчетов рассеивания (лето) 93
Таблица 3.4 Сводная таблица результатов расчетов рассеивания (зима) 94
Таблица 3.5.а Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения (лето) .95
Таблица 3.5.б Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения (зима) .97
Таблица 3.6 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на 2024 г. ..99
Таблица 3.7 План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов на 2024 год 140
Таблица 3.8 Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра на границе санитарно-защитной зоны и жилой зоне на 2024 год 199
Таблица 4.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников оператора и при сжигании газа на факеле на месторождении Дунга на 2024 год ..204
Таблица 4.2 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников по проектам РООС к намечаемой деятельности на 2024 год 205

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки «Проекта нормативов выбросов (НДВ) от объектов месторождения Дунга на 2024 год» является договор №850008434 от 03.09.2020 года, заключенный между Филиалом «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» и ТОО «ENVIRS Consulting» (Государственная лицензия на природоохранное проектирование и нормирование за № 01375Р от 29.12.2010 г. выданное Министерством охраны окружающей среды РК).

Проект НДВ на 2024 год разработан в соответствии с документом «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» (Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов РК №12/10 от 01.08.2019 г.).

Состав и содержание настоящего документа соответствует:

- Экологическому Кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК;
- Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63).
- Рекомендациям по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий Республики Казахстан», РНД 211.2.02.02-97

***

Заказчик:	**Исполнитель:**
Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан	**ТОО «ENVIRS Consulting»:**
130000, Республика Казахстан,	050061, Республика Казахстан,
г. Актау, 12 микрорайон, здание №79/1,	г. Алматы, ул. Райымбека, 348 А, офис 315.
Телефон: 8 (7292) 57 16 00	Телефон: 8(727) 321 21 53.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Нефтегазовое месторождение Дунга расположенного на территории Западного Казахстана, в Тупкараганском районе Мангистауской области в 52 км к северо-востоку от г.Актау, в 7.5 км от акватории Каспийского моря. Разработка месторождения производится филиалом «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ».

Основная производственная деятельность филиала компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан направлена на добычу и подготовку сырой нефти на месторождении Дунга.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Саина Шапагатова и Акшукур, расположенные на расстоянии 14,0 и 32,0 км соответственно в южном направлении от месторождения. Через месторождение проходит асфальтированная автодорога, по которой осуществляется сообщение с городами: Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен и поселками Саина Шапагатова, Акшукур и Таучик. Широко развита сеть грунтовых дорог, пригодных для передвижения автомобильного транспорта. Газопровод «Актау - Форт-Шевченко» проходит вдоль асфальтированной автодороги на расстоянии 2,0 км. Нефтепровод «Каламкас – Актау», соединяющий группу нефтяных месторождений полуострова Бузачи с магистральным нефтепроводом «Жанаозен-Атырау-Самара», находится на расстоянии 8,0 км от восточного контура месторождения. Ближайшие нефтяные месторождения Каражанбас и Каламкас расположены на расстоянии 120,0 км. Линия электропередач 220-110 кВт проходит через район рассматриваемого месторождения. В пределах горного отвода месторождения и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Площадь горного отвода составляет 28125,9 га со следующими координатами угловых точек:

1. 44°06’00’’ с.ш. 50°52’00’’ в.д.
2. 44°08’00’’ с.ш. 50°52’00’’в.д.
3. 44°08’00’’ с.ш. 51°10’00’’в.д.
4. 44°00’00’’ с.ш. 51°10’00’’в.д.
5. 44°00’00’’ с.ш. 51°02’00’’в.д.

Площадь земельного отвода месторождения Дунга составляет 8 488,2733 га.

В орографическом отношении район работ представляет собой слегка наклоненное к юго-западу плато. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +31,0 до +101,0 м. Постоянной гидрографической сети в районе месторождения нет, лишь в период дождей и снеготаяния, вода скапливается в небольшом количестве в пониженных участках и ложбинах. Климат района резко континентальный. Лето сухое и жаркое. Количество выпадаемых осадков мало и составляет 70,0 – 85,0 мм в год. В зимние, весенние и осенние периоды характерны пыльные бури. Фауна и флора района характера для зон полупустынь с аридным климатом. Растительность представлена полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир представлен пресмыкающимися, паукообразными и парнокопытными (сайгаки).

Описываемый район характеризуется почти полным отсутствием пресных вод.

Согласно данным письма ГУ «Тупкараганский районный отдел жилищно-коммунального хозяйства, пасажирского транспорта и автомобильных дорог» №01-30/392 от 16.06.2021 г., на территории месторождения Дунга отсутствуют зеленые насаждения (Приложение 11).

В 2024 году оператор планирует начать работы по посадке зеленых насаждений на границе СЗЗ. В настоящее время заключен договор на разработку проекта озеленения СЗЗ месторождения Дунга – Контракт №8500010085 от 07.06.2022 г. с ТОО ОАЗИС МАНГИСТАУ (Приложение 18).

Согласно данным письма ГУ «Мангистауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира» Комитета лесного хозяйства и животного мира Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» №01-30/392 от 16.06.2021 г., территория месторождения Дунга, расположенная в Тупкараганском районе, не попадает в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий (Приложение 11).

Согласно данным письма ГУ «Тупкараганский районный отдел сельского хозяйства» №01-09/318 от 01.09.2021 г., на территории месторождения Дунга отсутствуют скотомогильники (Приложение 11).

Обзорная карта-схема расположения месторождения Дунга представлена на рисунке 1.

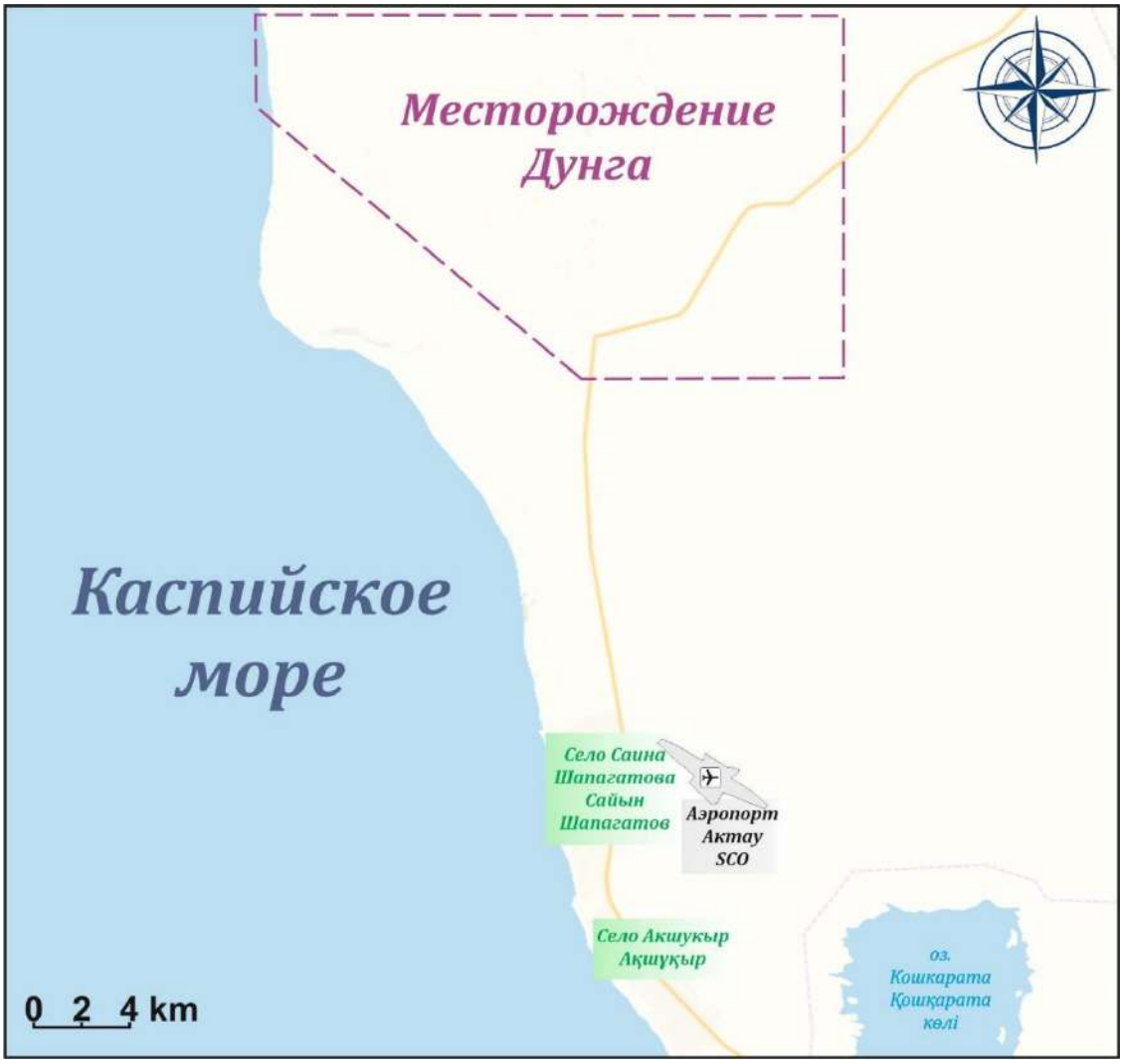


Рисунок 1 Обзорная карта-схема расположения месторождения Дунга

На месторождении Дунга эксплуатируются следующие основные объекты и сооружения (всего 12 площадок):

1. Центральный пункт сбора нефти (ЦПС);
2. Установка подготовки газа (УПГ);
3. Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины;
4. Коммерческий узел учета нефти (КУУН);
5. Автозаправочная станция (АЗС);
6. Морская насосная станция;
7. Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»;
8. Вахтовый поселок подрядных компаний;
9. Капитальный ремонт скважин (КРС-1);
10. Капитальный ремонт скважин (КРС-2);
11. Газотурбинные электростанции (ГТЭС);
12. Установки системы подготовки и закачки воды (пластовой, морской).

Источники выбросов загрязняющих веществ подрядчиков, осуществляющих капитальный ремонт скважин отнесены к площадкам 9 и 10..

В настоящее время месторождение Дунга в стадии промышленной эксплуатации, бурение и испытание разведочных скважин не предусмотрено.

Карты-схемы объекта с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 2.

Необходимые для текущей деятельности предприятия услуги и работы, выполняемые подрядными организациями, включаются в проектные документы для получения разрешения в составе основного оператора согласно ст. 12, п.6 и ст.106, п.2 ЭК РК от 02.01.2021 г. - №400-VI.

Настоящим проектом НДВ на 2024 год были внесены источники по 12 разделам охраны окружающей среды на следующие намечаемые деятельности:

Таблица 1.1 Перечень РООС учтенных в проекте НДВ на 2024 год с представленными валовыми выбросами

№ п/п	№ производства	Название проекта РООС	Выбросы по РООС, т/год	Результаты скрининга (приложение 12 к НДВ)
1	100	Модернизация системы рециркуляции пластовой воды на ЦПС (строит)	4,794662167	Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ50VWF00053481 от 24.11.2021 г. (Приложение 12.1.)
2	101	Модернизация факельной системы на ЦПС (строит)	3,714182019	
3	102	Строительство нового нефтепровода 8" и кабеля ВОЛС от ЦПС до КУУН	46,57228369	Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ22VWF00054276 от 03.12.2021 г. (Приложение 12.2.)
4	103	Строительство нового водовода МВ 8'' и кабеля ВОЛС от СЗМВ до ЦПС	27,0215637	Мотивированный отказ №KZ30VWF00055296 от 15.12.2021 г. (Приложение 12.3.)
5	104	Линия М. Перевод добывающих скважин в нагнетательные. Модернизация.	0,243159906	Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ40VWF00064525 от 26.04.2022 (Приложение 12.4)
6	113	Модернизация вспомогательных систем на месторождении Дунга в МО	2,298828385	Мотивированный отказ №KZ59VWF00063989 от 19.04.2022 г. (Приложение 12.5.)
7	114	Обустройство скважин и система сбора. Линия N (строительство)	38,16564282	Мотивированный отказ №KZ26VWF00070500 от 08.07.2022 г. (Приложение 12.6.)
	115	Обустройство скважин и система сбора. Линия N (экспл.)	1,290450337	
8	116	Модификация факельной системы ВД и НД. Стадия 4. (строительство)	0,083515501	Мотивированный отказ №KZ78VWF00063841 от 18.04.2022 г. (Приложение 12.7.)
	117	Модификация факельной системы ВД и НД. Стадия 4. (экспл)	0,9711068	
9	118	Обустройство скважин и система сбора. Линия F-H. (строительство)	32,31813193	Мотивированный отказ №KZ53VWF00070499 от 08.07.2022 г. (Приложение 12.8.)
10	119	Обустройство скважин и система сбора. Линия O.(строительство)	75,20756696	Мотивированный отказ №KZ40VWF00070539 от 08.07.2022 г. (Приложение 12.9.)
	120	Обустройство скважин и система сбора. Линия O.(экспл)	1,699692	
11	121	Модернизация вспомогательных систем Часть 2	2,385702464	Мотивированный отказ №KZ54VWF00070287 от 05.07.2022 г. (Приложение 12.10.)
12	122	Модернизация системы газовых компрессоров на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области (строит)	2,434162464	Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ50VWF00053481 от 24.11.2021 г. (Приложение 12.1.)
	123	Модернизация системы газовых компрессоров на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области (экспл)	4,5625	
		Всего по намечаемой деятельности:	**243,7631511**	

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

2.1. Сравнительный анализ годовых выбросов и производственных показателей за период 2019-2022 гг.

Нормативы допустимых выбросов объекта I или II категории устанавливаются для условий его нормального функционирования с учетом перспективы развития, то есть загрузки оборудования и режимов его эксплуатации, включая систем и устройства вентиляции и пылегазоочистного оборудования, предусмотренных технологическим регламентом. При этом, для действующих объектов I или II категории учитывается фактическая максимальная нагрузка оборудования за последние три года в пределах показателей, установленных проектом, за исключением случаев технологически неизбежного сжигания газа.

Сравнительный анализ по установленным лимитам, фактическим эмиссиям выбросов загрязняющих веществ и по производственным показателям за последние 3 года представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Динамика выбросов загрязняющих веществ и производственных показателей за период 2019-2022 гг.

№ п/п	Наименование показателей	Лимиты выбросов и основные технические показатели добычи				Фактические выбросы и фактические показатели добычи			
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г. (I полугодие)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Эмиссии, т/год	**Лимиты выбросов**				**Фактические выбросы**			
		689.3034	665.9611	2002.5965	2240.6143*	624.9	609.81	1386.69	599.53
2	Добыча нефти, т/год	**Проектные показатели добычи нефти**				**Фактические показатели добычи нефти**			
		639 700	707 700	800 700	787 800	661 316	507 783	628 931	314 930
3	Добыча газа, м^3/год	**Проектные показатели добычи газа**				**Фактические показатели добычи газа**			
		62 300 000	63 170 000	72 450 000	71 510 000	55 397 969	46 389 882	51 615 203	25 821 533

** сумма согласно экологических разрешений на воздействие для объектов I категории №KZ80VCZ01718179 от 31.12.2021 г. (на I полугодие — 1092,90147 тонн) и №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2022 г. (на II полугодие — 1147,71284 тонн).*

Как видно из таблицы 2.1. нормативные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в сравнении с нормативами установленными на 2019 г. снизились на 23,3423 т., за счет меньшего сжигания газа на факелах (снижение с *3,639* млн. м^3 в 2019 г. до 3,264 млн. м^3 в 2020 г.), перерасчета выбросов от резервуаров нефти с использованием сниженного коэффициента оборота нефти, использования в расчетах вместо максимальных показателей, средних показателей по расходу топлива и сокращения времени работы дизельных генераторов и печей подогрева нефти исходя из фактических расходов ГСМ и времени работ за последний год по данным источникам выбросов.

Увеличение добычи нефти с 639 700 т/год на 2019 г. до 707 700 т/год (на 68 000 тонн), не привело к увеличению выбросов загрязняющих веществ от резервуаров с нефтью (источники №№ 0119-0122), так как изменился коэффициент оборота нефти, проходящий через резервуары, с 2 до 1,35.

Нормативы выбросы загрязняющих веществ на 2021 год выше по сравнению с нормативами, установленными на 2020 год на 1336,6354 тонн (увеличение в 3 раза). Увеличение выбросов связано в первую очередь, с перерасчетом выбросов загрязняющих веществ от источников газотурбинных электростанций (ГТЭС №№1-4) с конца 2020 года по другой методике по требованию РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (№ KZ72VCZ00750263 от 21.12.2020 г.). Данный перерасчет послужил увеличению выбросов от ГТЭС на 1328,8387 тонн.

На увеличение выбросов также повлияли увеличение добычи нефти, соответственно результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ возросли от резервуаров нефти, от источников зависимых от изменения объемов добычи нефти и газа на 2021 год, такие как печи подогрева нефти и т.д., от вновь вводимых в эксплуатацию добывающих скважин.

Фактические выбросы как мы видим по таблице 2.1. варьируются в динамике в пределах установленных лимитов выбросов. Существующая разница выбросов загрязняющих веществ между

ними наблюдается по причине использования предприятием материалов, сырья, дизельного топлива не на полную мощность, заложенную в проекты НДВ. Соответственно некоторые источники загрязнения атмосферного воздуха по факту работали по времени меньше.

При разработке проекта НДВ, предприятие основывается необходимостью закладывать в расчеты выбросов резервные и вспомогательные системы, а также учитывать максимальные расходы горюче-смазочных материалов и сырья, необходимых для выполнения плановых показателей по добыче нефти и попутного газа.

В целом, производительность предприятия (добыча нефти и газа) зависит от внешних факторов нефтяного рынка. За последние годы в связи с тем, что уменьшился спрос на нефть, предприятие не достигает своих плановых показателей.

2.2. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

2.2.1. Существующая система сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутри промыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки, где частично осуществляется посскважинный замер (20% скважин от общего фонда) и доведение промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Дунга эксплуатируются 99 добывающих скважин с выкидными линиями. Учитывая количество действующих скважин и конфигурацию месторождения, все скважины группируются по их расположению и через манифольды подключаются к объекту подготовки - ЦПС.

Производительность ЦПС: по нефти - 2,95 тыс.м^3/сут; по газу – 185,0 тыс.м^3/сут.

Газожидкостная смесь от скважин объединяясь во входном эксплуатационном манифольде направляется на первую ступень сепарации в трехфазный сепаратор, где процесс сепарации происходит при температуре 37-40^{0}С и абсолютном давлении 0,35-0,4 МПа. Обезвоженная нефть после трехфазного сепаратора поступает на печи, где подогревается до температуры 45-60^{0}С. Нефть после трехфазного сепаратора поступает на вторую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор второй ступени, где разгазируется при давлении 0,023-0,06 МПа и температуре 45-46^{0}С.

Нефть из сепаратора второй ступени при помощи насосов откачивается в резервуарный парк, газ со второй ступени компримируется дожимным компрессором до давления 0,28 МПа, после объединяется с газом первой ступени и далее компримируется, до давления 8,9 МПа. Затем общий поток газа охлаждается в воздушном холодильнике до температуры 35^{0}С и направляется на УПГ для дальнейшей подготовки до товарной кондиции.

Товарный газ после соответствующей подготовки на УПГ, через КУУГ направляется в трубопровод Актау - Форт Шевченко. Часть подготовленного газа подается на ГТЭС, состоящей из 4 ед. ГТУ «Solar- Taurus-60» по 4,4 МВт (5,5 кВА) каждый, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения. Полученный сжиженный газ не является продуктом, удовлетворяющим требованиям к товарной пропан-бутановой фракции и поступает в виде ШФЛУ для обратной закачки. Газовый конденсат, образующийся в каплеотбойниках перед компрессорными установками, подается в технологию подготовки нефти.

После совместного отбора пробы по ГОСТу, при положительном результате анализов нефть в резервуаре считается сданной и подлежит откачке в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас-Актау подпорными насосами Р-112 А/В и экспортными насосами Р-111А/В, работающими параллельно.

2.2.2. Технологическая схема ЦПС (центральный пункт сбора нефти)

Назначение установки подготовки нефти (ЦПС) на месторождении Дунга - первичная переработка и подготовка добытой из скважин нефти и газа для экспорта. Технология ЦПС предполагает сбор добываемой продукции от скважин, сепарацию нефти, отстой и дальнейшую откачку товарной нефти до потребителя. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы, соединяющие устье с блоком входных манифольдов объекта подготовки нефти. Материальное исполнение выкидных линий – стекловолокно, глубина прокладки – ниже

глубины промерзания грунта, с оснащением открытых участков теплоизоляцией. Выкидные линии оснащены электроподогревом, что позволяет транспортировать нефть на значительные расстояния без использования печей нагрева нефти с использованием газа в качестве топлива. Технологическая схема ЦПС предусматривает подготовку продукции добывающих скважин для дальнейшей подачи в магистральный нефтепровод «Каламкас-Актау». Подогретый на печах до 45-60°С, нефтяной поток поступает в трехфазный сепаратор на вторую ступень, где процесс сепарации происходит при температуре 60°С и давлении 0,12 МПа. Выделившийся в сепараторе газ направляется на УПГ.

Технологическая схема ЦПС представлена на рисунке 2.

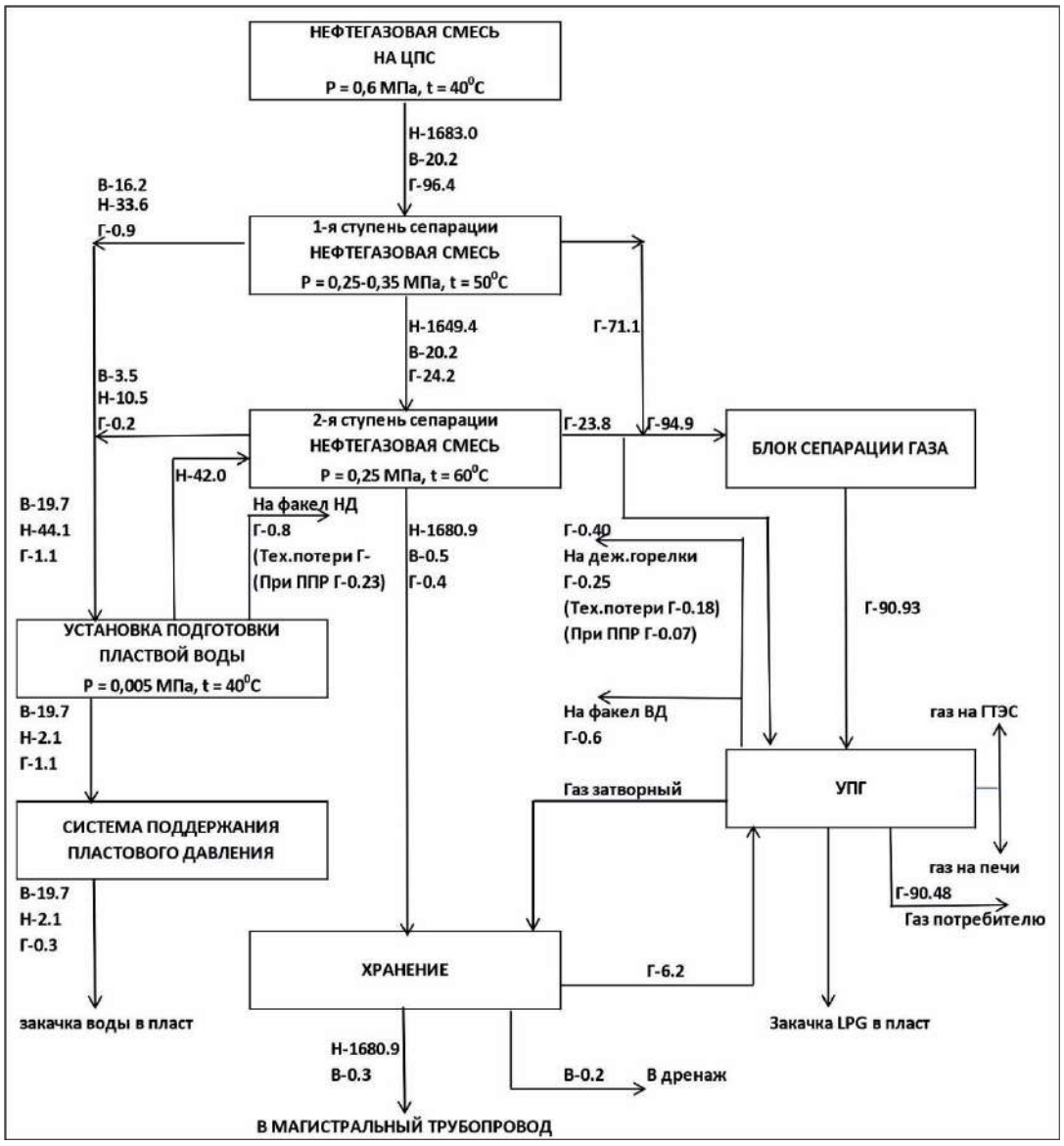


Рисунок 2 Технологическая схема ЦПС

Нефть из сепаратора второй ступени откачивается насосами перекачки нефти в резервуарный парк. Товарная нефть с резервуаров подпорными насосами подается на экспортные насосы, которые далее по нефтепроводу, общей протяженностью 18,2 км, транспортируют нефть до магистрального нефтепровода «Каламкас-Актау».

Сброс затворного газа от нефтяных резервуаров осуществляется на БКУ, где в вертикальном газовом сепараторе происходит отделение капельной жидкости (конденсат), далее газ поступает на компрессор газа и с давлением компремирования 0,03 МПа направляется на УПГ. Конденсат сбрасывается в дренажную емкость. Предусмотрен сброс с предохранительных клапанов от манифольдов на факельный сепаратор. Выделившийся в сепараторе газ поступает на факел высокого давления, некондиционная нефть сбрасывается в дренажную емкость и далее,

дренажным насосом, подается на трехфазный сепаратор. Вода после первой и второй ступени сепарации направляется на установку подготовки воды. Она поступает на первую ступень сепаратора пластовой воды, а далее насосами в отстойник пластовой воды. Газ, выделившийся в сепараторе, направляется на УПГ. Подготовленная вода из отстойника пластовой воды подается в систему ППД.

ЦПС состоит из следующих основных систем:

– скважины и система сбора, состоящая из скважин и сопутствующих эксплуатационных трубопроводов, соединяющих промысел с системой подготовки нефти;

– система подготовки нефти, состоящая из двух ступеней, трехфазных сепараторов, нагревателей и перекачивающих/циркуляционных насосов;

– система хранения и экспорта нефти, состоящая из резервуаров для хранения нефти, циркуляционных, подпорных и экспортных насосов и экспортного трубопровода;

– система поддержания пластового давления, состоящая из водозаборной станции, системы обработки пластовой воды, водонагнетательных насосов и распределительных трубопроводов к нагнетательным скважинам.

С 4 квартала текущего года система хранения товарной нефти (4 резервуара) будет подключена к установке утилизации паров (УУП), которая будет работать в режиме пуско-наладки (источник №6145). Со второго полугодия 2023 года, настоящим проектом учтена работа УУП в штатном режиме, соответственно учтено снижение выбросов от резервуаров хранения нефти (источники №№0119-0122).

УУП позволит контролировать и снижать выбросы углеводородов в атмосферу (ч/з дыхательные клапаны) из нефтяных резервуаров в результате испарения углеводородных продуктов при хранении, наполнении/опорожнении и в связи с условиями окружающей среды. УУП будет направлять «уловленный» газ НД в процесс на вход в бустерный компрессор С-103.

Вспомогательные системы включают следующие объекты обеспечения:

– установка обработки пластовой воды;
– система факела низкого давления и установка улавливания легких фракций (БКУ);
– система топливного газа;
– дренажная система;
– блок химреагентов;
– система электроснабжения и электрораспределения;
– система воздуха КИП;
– система пожаротушения.

Источники выбросов площадки ЦПС (001):

Организованные источники выбросов (44 ед.):

– Дизельный генератор «Caterpillar» 400 (CAT 3406), резервный (источники №0101);
– Дизельный генератор «Caterpillar» 225 (CAT 3306), резервный (источник №0102);
– Дизельный генератор «Caterpillar» 500 (CAT 3412T), резервный (источник №0103-0104);
– Дизельный генератор «Caterpillar» 500 (CAT C15), резервный (источник №0141);
– Емкость для дизтоплива РВС-200, Т-701 – 1 ед. (источник №0105);
– Емкость для дизтоплива, 25 м3, Т-702 – 1 ед. (источник №0106);
– Блок АГЗУ «Спутник» СП-102 - 1 ед. (источник №0107);
– Печь ППТ-1,6 (Н-401А) – 1 ед. (источник №0108);
– Свеча продувочная на ППТ-1,6 (Н-401А) – 2 ед. (источник №0109-0110);
– Печь ППТ-1,6 (Н-401В) – 1 ед. (источник №0111);
– Химическая лаборатория - 3 дефлектора (источник №0116-0118);
– Резервуары для хранения нефти РВС-2000 (Т-101/102/103/104) – 4 ед. (источник №0119-0122);
– Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В – 2 ед. (источник №0123);
– Блок насосов циркуляции нефти Р-201А/В – 2 ед. (источник №0124);
– Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В – 2 ед. (источник №0125);
– Блок насосов перекачки нефти Р-203 – 1 ед. (источник №0126);
– Блок насосов экспорта нефти Р-111А/В-112А/В – 4 ед. (источник №0127);
– Блочная дозаторная установка БДР-2,5 – 1 ед. (источник №0128).

- Механическая (слесарная) мастерская – токарно-винторезный, сверлильный, шлифовальный и ленточнопильный станки – 4 ед. (источник №0129);
- Автомастерская – емкость для приема и раздачи масла, зарядка аккумуляторов, автомойка (источник №0130);
- Сварочный участок - дуговая сварка, газовая сварка, газовая резка (источник №0131);
- Дизельный двигатель ЯМЗ 236 насос Р-803 (источник №0134);
- Воздушный компрессор для ремонтных целей ВВП-10/7 У1 (источник №0135-0136);
- Дизельный генератор AKSAAC400 Модель 5220 (источник №0137);
- Автомойка (источник №0138);
- Электромеханическая мастерская (источник №0139);
- Пожарное депо (источник №0140).
- Дизельный генератор Caterpillar 3306, Модель 225, резервный (источник № 0401);
- Дизельный генератор Caterpillar 500 (CAT SR500), резервный (источник № 0146);
- Дизельная электростанция (резервная) (источник №0149);
- Топливный бак (дизтопливо) (источник №0150);
- Топливный бак (масло) (источник №0151).

Неорганизованные источники выбросов (48 ед.):

- Пункт заправки автомобилей (ТРК) Р-702 (ЗРА и ФС) (источник №6101);
- Насосы для дизельного топлива – 2 шт. (источник №6102);
- Площадка приемного манифольда А-101 (источник №6103);
- Площадка приемного манифольда А-102 (источник №6104);
- Площадка АГЗУ «Спутник» СП-102 (источник №6105);
- Площадка печей подогрева ППТ-1,6 и ППТ-0,2 Н-401А/В/D/С (источник №6106);
- Площадка резервуаров нефти РВС-2000, Т-101/102/103/104 (источник №6107);
- Площадка сепаратора FS-502, ЗРА и ФС (источник №6108);
- Факельный сепаратор FS-502 (источник №6109);
- Площадка сепараторов V-211/311 (источник №6110);
- Сепаратор первой ступени V-211 (источник №6111);
- Сепаратор второй ступени V-311 (источник №6112);
- Площадка 3-фазных сепараторов V-201/301 (источник №6113);
- Трехфазный сепаратор 1-й ступени V-201 (источник №6114);
- Трехфазный сепаратор 2-й ступени V-301 (источник №6115);
- Площадка сепаратора V-511 (источник №6116);
- Газовый сепаратор V-511 (источник №6117);
- Площадка сепаратора V-602 и отстойника V-603 пластовой воды (источник №6118);
- Сепаратор пластовой воды V-602 (источник №6119);
- Площадка дренажных емкостей Т-301, Т-401А/В (источник №6120);
- Насос дренажных емкостей Т-301, Т-401А/В (источник №6121);
- Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3 (источник №6122);
- Насос на площадке дренажных емкостей ЕК-1/2/3 – 3 шт. (источник №6123);
- Площадка БКУ (источник №6124);
- Компрессор БКУ (источник №6125);
- Площадка блока дозирования хим. реагента БДР-2,5 (источник №6126);
- Мелкие строительные работы (сварочные работы) (источник №6127);
- Мелкие строительные работы (лакокрасочные работы) (источник №6128);
- Стоянка автотранспорта на ЦПС (источник №6129).
- Площадка приемного манифольда А-103 (источник №6130).
- Площадка насосов циркуляции нефти Р-201ВХ / Р-201АХ (источник №6131).
- Насос циркуляции нефти Р-201ВХ (источник №6132).
- Насос циркуляции нефти Р-201АХ (источник №6133).
- Отстойник пластовой воды V-603 (источник №6134).
- Крытая автостоянка №1 (источник №6135);
- Крытая автостоянка №2 (источник №6136);
- Отстойник пластовой воды V-902 (источник №6137);
- Отстоник D-502 (источник №6138);
- Парковка (за пождепо) (источник №6139);
- Установка улавливания пара (источник №6145).

- Сепаратор пескоуловитель V 034-0011 (источник №7435);
- Площадка сепаратора пескоуловителя V 034-0011 (источник №7436);
- Резервуар для сбора песка Т-050-0009 (источник №7437);
- Насосный блок дизтоплива (источник №6407).

2.2.3. Установка подготовки газа (УПГ)

Установка подготовки газа (УПГ) выполнена в модульном блочно-комплектном исполнении.

УПГ предназначена для получения товарного газа методом низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа. Дополнительным продуктом низкотемпературной сепарации является широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), состоящая из пропана, бутана и небольших количеств пентанов и гексанов. Подготовленный на УПГ товарный газ направляется в магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко». Продуктами УПГ являются: товарный газ (по ГОСТ 5542-2014) для подачи в газопровод высокого давления Актау - Форт-Шевченко и широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) для закачки в пласт.

Технологическая схема УПГ представлена на рисунке 3.

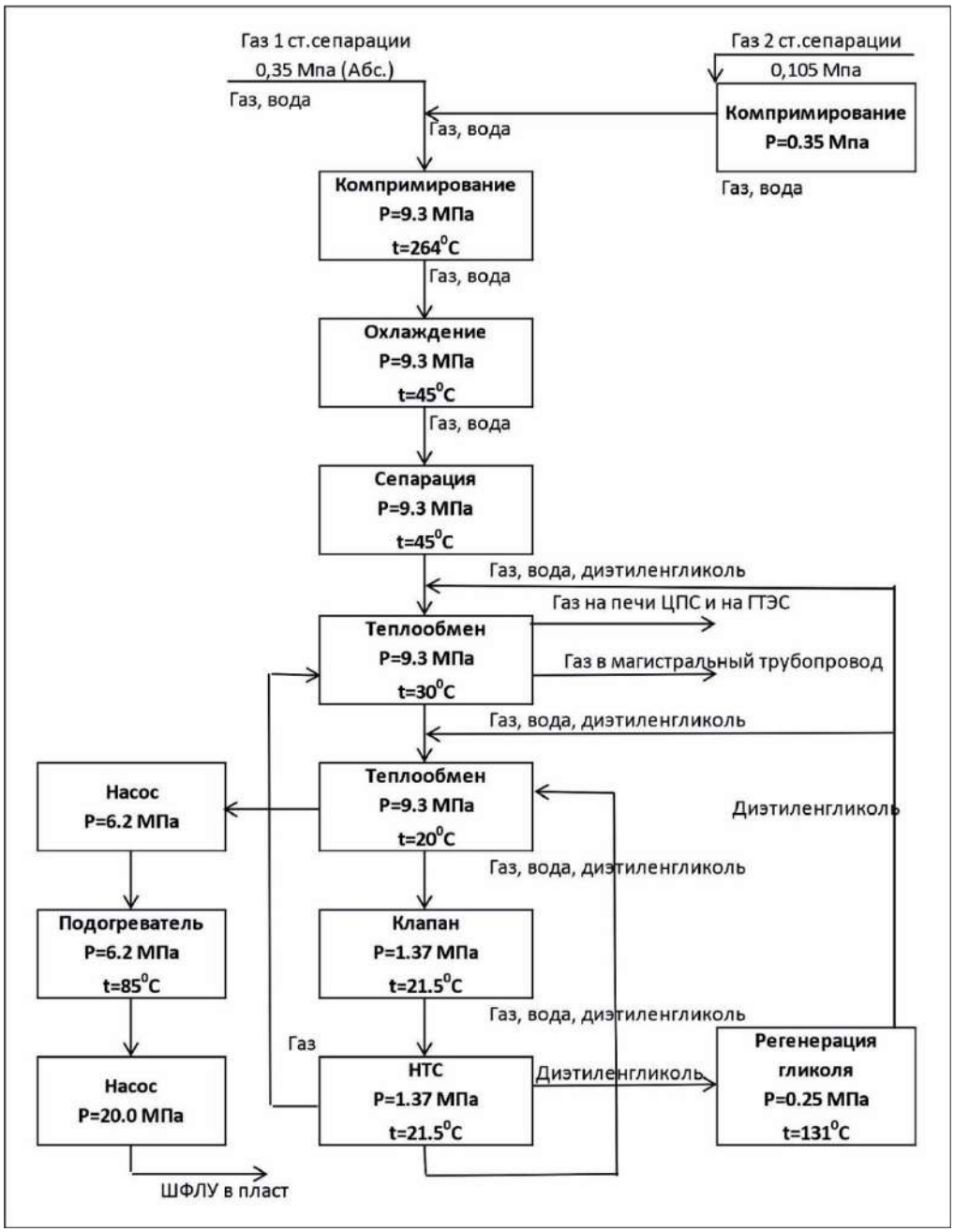


Рисунок 3 Технологическая схема УПГ

Согласно Проекту разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г. (Протокол №12/10 от 1 августа 2019 г.) производительность УПГ по ШФЛУ 50 тыс.м^3 в год (5.7 м^3/час), что обусловлено производительностью насоса высокого давления для нагнетания сжиженного газа в пласт равным 5.7 м^3/час, и следовательно соответствует технологическим показателям разработки по объему закачки сжиженного газа. Пропускная способность в тоннах будет зависит от технологических параметров процесса и компонентного состава закачиваемой жидкости. Таким образом, установка по закачке ШФЛУ не требует расширения.

Мощность установки подготовки газа (УПГ):

- по товарному газу- 84,0 млн. нм^3/год;
- по ШФЛУ- 20,0 тыс.т/год.

Состав УПГ:

- УПГ состоит из следующих основных блоков:

  - С-101- основной компрессор;
  - С-103 - дожимной компрессор.

- УОГ – установка обработки газа, включает в себя:
  - блок низкотемпературной сепарации газа;
  - блок подогрева и закачки ШФЛУ;
  - блок регенерации гликоля;
  - КУУГ- коммерческий узел учета газа с установкой одоризации.

- В состав ОВПН входят:

  - факельная система;
  - дренажная система;
  - система пожаротушения;
  - модульная установка для производства воздуха КИП;
  - объекты электроснабжения;
  - системы водоснабжения;
  - системы канализации;
  - аналитическая лаборатория.

Установленные производственные мощности на месторождении Дунга предназначены для переработки 2950,0 м^3 (15 000,0 баррелей) сырой нефти в сутки до соответствия определенным экспортным спецификациям.

Объем газа, получаемого при добыче 15 000,0 баррелей нефти в сутки, приблизительно составляет 128 000,0 м^3/сут.

Основные блоки и системы УПГ

Основной компрессор С-101

Основной компрессор С-101- приводится в действие электрическим мотором мощностью 1500ЛС (6000кВ) 3-ступенчатый возвратно-поступательный компрессор, со встроенными охладителями, предназначенный для увеличения давления газа от 2,5 до 93 бар. Предусмотрено место для идентичной установки (С102) для увеличения производительности в перспективе. Трубы рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить монтаж второй установки без отключения систем.

Газ из нефтяного сепаратора первой ступени V-211 через газовый скурббер V-511 направляется в основной газовый компрессор С-101. Новая линия от V-511 к основному компрессору оборудована ручным изоляционным клапаном на главном газовом коллекторе V-511.Сепаратор снабжен каплеотбойником, и скопившаяся жидкость направляется при контроле уровня в новую дренажную систему. Свободный от жидкости газ выходит из сепаратора и поступает в цилиндры сжатия первой ступени С-131 и С-133. В них газ сжимается до 11бар и направляется на воздушный охладитель НТ-001 IC-1, где охлаждается до 48,64ºС. Температура контролируется регулированием открытия створок жалюзис помощью PLC компрессора. Охлажденный газ поступает на сепаратор второй ступени V-200. Сепаратор имеет каплеотбойник, и скопившаяся жидкость направляется при контроле уровня в сепаратор первой ступени V-211. Свободный от жидкости газ выходит из сепаратора V200 и поступает в цилиндр второй ступени С-234.

Газ сжимается до 32-33 бар и направляется на воздушный охладитель НТ-001 IC 2, где охлаждается

до 45ºС. Контроль температуры осуществляется PLC компрессора, регулирующего створки жалюзи воздушного охладителя. Охлажденный газ поступает на сепаратор третьей ступени V-300. Сепаратор оборудован каплеотбойником, скопившаяся жидкость при контроле уровня направляется в сепаратор первой ступени V-211. Свободный от жидкости газ из сепаратора V300 поступает в цилиндр третьей ступени С-332. Газ сжимается до 90 бар и поступает в воздушный охладитель HT-001 IC 3, где сжатый газ охлаждается до 46,82ºС. Температура контролируется регулированием открытия створок жалюзи воздушного охладителя с помощью PLC компрессора.

Наконец, охлажденный газ поступает в выкидной коагулятор V400. Собранная жидкость направляется при контроле уровня в сепаратор V-300. Газ (свободный от жидкости) при давлении 90 бар поступает на блок JT.

Выкидная линия имеет изолирующий клапан ESD XV-019 и ручной изолирующий клапан 3``E2JF129. Также на выкидной линии (3``E2JF128) предусмотрено будущее подключение (для С102). На линии С101 имеется контроллер давления на всасывании (против пульсации) PCV 021, установленный на линии рециркуляции от 3`ступени до 1 ступени. Этот контроллер имеет уставку 2,5 бар. Когда блок JT не работает, может возникнуть необходимость поддержания работы основного компрессора, при этом газ направляется на факел высокого давления, используя PIC 351. Уставка PIC 351 на 1-2 бар выше, чем нормальное давление на выходе.

Из выкидной линии имеется линия сброса давления на факел высокого давления, контролируемая сбросным клапаном ESD XV-023. Все эти клапаны контролируются PLC компрессора и логической системой ESD. Продувочная линия выходит от линии всасывания, через которую осуществляется продувка компрессора (если этого требует PLC) для того, чтобы удалить азот из компрессора после обслуживания или для обеспечения нормального давления на всасывании при запуске. Компрессор оборудован PSV для защиты от избыточного давления.

Все сепараторы снабжены переключателями аварийно-высокого и аварийно-низкого уровня, которые остановят компрессор (ESD). Переключатели аварийно-высокого уровня защищают компрессор против попадания жидкости в цилиндры. Переключатели аварийно-низкого уровня защищают дренажные системы против высокого давления (жидкостное уплотнение).

Система смазочного масла является закрытой системой. Смазочное масло из маслоотстойника компрессора поступает в охладитель смазочного масла (KHS 731 при запуске и на внутренний насос, когда компрессор в работе) – TCV 731 контролирует температуру при помощи байпаса воздушного охладителя. После охладителя смазочное масло проходит через фильтр смазочного масла F и поступает в различные точки смазки компрессора и в систему лубрикатора LU-741. Из картера смазочное масло возвращается в маслосборник компрессора. Из всех этих точек смазочное масло возвращается обратно в маслосборник компрессора.

Все сепараторы компрессора рассчитаны на минимальный уровень жидкости, что является защитной мерой дренажной емкости D-500 против избыточного давления. Каждый сепаратор имеет переключатель аварийно низкого уровня (LSLL 101, 201, 301, 401), который произведет аварийное отключение компрессора, чтобы предотвратить попадание газа под высоким давлением в дренажную емкость.

Дожимной компрессор С-103

Блок дожимного компрессора С-103 - приводится в действие электрическим мотором мощностью 100ЛС одноступенчатый возвратно-поступательный компрессор, предназначенный для увеличения давления газа на 2 стадии сжатия до параметров давления 1 стадии.

Дожимной компрессор С-103 предназначен для сжатия газа, выходящего из нефтяного сепаратора 2 ступени V-301/311. Сжатый газ направляется на всасывающую линию основного компрессора.

Дожимной компрессор С-103 - возвратно-поступательный компрессор (одноступенчатый двухцилиндровый). Максимальное давление на выходе составляет 3,3бар. Компрессор не имеет воздушного охладителя на выходе газа. Также он не оборудован контрольным клапаном рециркуляции. Так как поток газа из V-301/311 недостаточен для поддержания необходимого нормального давления на всасывании дожимного компрессора, в нормальном рабочем режиме оно будет поддерживаться за счет газа из V-511. По этой причине предусмотрен контроллер давления на всасывании PIC 103.

Газ из V-301/311 проходит через сетчатый фильтр на всасывании STR-101B и поступает на всасывание сепаратора V-100A, оборудованного каплеотбойником. Скапливающаяся жидкость будет направлена в дренажную систему при контроле уровня. Газ (свободный от жидкости)

поступает в цилиндры компрессора (CYL 131B и CYL 132B), где он сжимается до ~3 бар и далее на линию всасывания основного компрессора. Линия всасывания также оборудована ручным изолирующим клапаном и клапаном байпаса. PSV 151B на выкидной линии защищает компрессор против избыточного давления – уставка: 7,9 бар.

Установка обработки газа

В установку обработки газа входят следующие технологические блоки:

- блок низкотемпературной сепарации газа;
- блок подогрева и закачки ШФЛУ;
- блок регенерации и впрыскивания гликоля.

Сжатый в блоке компрессии газ с давлением 92 кгс/см^2 и температурой 45°С поступает в блок низкотемпературной сепарации газа. Сначала газ охлаждается за счет теплообмена с осушенным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Этот теплообменник выполняет двойную функцию. Во-первых, он охлаждает входной газ. Во-вторых, он нагревает осушенный газ. Охлажденный входной газ течет из теплообменника газ/газ в теплообменник газ/жидкость E-202, где входной газ охлаждается далее. Наконец, газ расширяется до давления 12,7бар через клапан TCV-401 (JT) до окончательной температуры. За счет эффекта Джоуля-Томпсона газ охлаждается до -21°С при заданных условиях. Понижение температуры вызывает конденсацию части входящего газа. Хотя в некоторой степени сконденсируются все компоненты входящего газа, более тяжелые компоненты, такие как пропан и бутан, будут конденсироваться легче, чем более легкие компоненты, как метан и этан. В результате жидкая фаза, выходящая из холодного сепаратора, будет иметь большую концентрацию тяжелых компонентов, а газообразная часть – легких компонентов. Часть воды в потоке входящего газа также сконденсируется при его охлаждении. Гликоль впрыскивается перед теплообменниками газ/газ и газ/жидкость для абсорбции воды по мере ее конденсации. Это необходимо для предотвращения образования гидратов.

Жидкие углеводороды и смесь гликоль/вода, называемая "обогащенный гликоль", образует в газовом потоке жидкости раздельных фаз. За счет скорости прохождения потока через трубы теплообменника и после него обычно жидкость и газ смешиваются до входа в низкотемпературный сепаратор.

Внутри низкотемпературного сепаратора V-401, углеводородный газ, углеводородная жидкость и обогащенный гликоль разделяются следующим образом: углеводородный газ, называемый "осушенный газ", выделяется из жидкости сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть сепаратора через каплеотбойник, который собирает капли уловленной жидкости из потока газа.

Коагулятор в сепараторе облегчает отделение углеводородной жидкости и обогащенного гликоля. По мере сепарации жидкости разница в плотности заставляет жидкие углеводороды подниматься на поверхность, а обогащенный гликоль скапливаться на дне сепаратора таким же образом, как отделяются нефть и вода.

Жидкие углеводороды перетекают через перегородку, расположенную ниже коагулятора, и собираются в успокоителе сепаратора. Они поступают в успокоительную емкость при контроле уровня (LIC-401C или LIC-401B), и далее в систему стабилизации жидкого продукта.

Обогащенный гликоль остается в верхней части потока над перегородкой. Он поступает в отстойную емкость сепаратора при контроле уровня (LIC-403A), и далее течет в систему регенерации гликоля. Перед тем, как осушенный газ покинет установку, он разогревается за счет теплообмена с входным газом в теплообменнике газ/газ E-201. Точка росы осушенного газа будет равна рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе. Это означает, что жидкость не будет конденсироваться из осушенного газа, пока температура не упадет ниже рабочей температуры низкотемпературного сепаратора. Необходимо отметить, что точка росы – это функция давления. Если давление осушенного газа изменяется после выхода из установки, точка росы также изменяется. С другой стороны, углеводородная жидкость, выходящая из низкотемпературного сепаратора, нагнетается при давлении 61бар насосами P-603/P-604 в теплообменник газ/жидкость E-202, где разогревается за счет теплообмена с входным газом. Давление углеводородной жидкости увеличивается выше критического во избежание испарения, и на следующих ступенях оно поддерживается в виде “плотного газа”.

Далее, плотный газ нагревается в нагревателе H-701 до 85°С. Наконец, жидкость нагнетается насосами P-601/P-602 в трубопровод для закачки в скважину.

Давление на выходе составляет приблизительно 110-120 бар. Гликоль, который собирается в

отстойной емкости низкотемпературного сепаратора, называется "обогащенный гликоль", так как он обогащен абсорбированной водой. Также обогащенный гликоль содержит некоторое количество легких фракций углеводородов, таких как метан, которые неизбежно абсорбируются водой вследствие тесного контакта между гликолем и входным газом при высоком давлении. Падение давления через контрольный клапан уровня низкотемпературного сепаратора вызывает абсорбцию некоторого количества легких фракций и их попадание в жидкость.

Пары, образующиеся таким образом, называются "газом испарения". Обогащенный гликоль течет при расходе потока 0,45 м^3/час через контрольный клапан уровня в конденсатор наверху испарительной колонны гликоля. Внутри змеевика конденсатора обогащенный гликоль предварительно нагревается до -17°C, так как он является охлаждающей средой для обратного потока и снижает потери гликоля в испарительной колонне гликоля. При необходимости регулирования расхода обратного потока предусмотрен байпас.

Обогащенный гликоль далее нагревается до 86°C за счет теплообмена с горячим обедненным гликолем в теплообменнике гликоль/гликоль E-204. Охлаждение обедненного гликоля снижает потенциальные проблемы при закачке, а нагревание обогащенного гликоля улучшает сепарацию углеводородов в емкости испаренного гликоля. Это также снижает нагрузку на ребойлер гликоля.

Нагретый обогащенный гликоль течет из теплообменника гликоль/гликоль в емкость испаренного гликоля. Емкость испаренного гликоля V-403 имеет рабочее давление 2,8-4,1бар.

Емкость испаренного гликоля обеспечивает сепарацию обогащенного гликоля, испаренного газа, и любых углеводородных жидкостей, которые выделяются из обогащенного гликоля, но излишне тяжелы для испарения. Хорошая сепарация углеводородов очень важна, так как они могут вызвать технологические проблемы в испарительной колонне гликоля.

Емкость испаренного гликоля работает следующим образом: испаренный газ выделяется из обогащенного гликоля сравнительно быстро и поступает в верхнюю часть емкости испаренного гликоля при контроле давления (PCV-403A и PCV-403B).

Любая углеводородная жидкость, которая выделяется из обогащенного гликоля, образует слой сверху обогащенного гликоля, так как она имеет меньшую плотность по сравнению с гликолем. Углеводородная жидкость перетекает через перегородку и поступает при контроле уровня (LIC-403B) во второй нефтяной сепаратор V-301. Обогащенный гликоль остается выше потока от перегородки. Он поступает в емкость испаренного гликоля при контроле уровня и течет через фильтры. Емкость испаренного гликоля имеет три типовых подключения, которые должны периодически проверяться оператором, чтобы гарантировать отсутствие скопления углеводородов перед перегородкой.

Обогащенный гликоль механически фильтруется на фильтре гликоля F-404 для извлечения твердых частиц размером выше 5 (пяти) микрон. Это помогает предотвращать проблемы засорения оборудования. Внутри фильтра обогащенный гликоль вынужден течь через элементы фильтра, далее через внутреннюю перегородку емкости испаренного гликоля, собирается в емкости, и выходит из установки при контроле уровня. Элементы фильтра улавливают твердые частицы.

По мере засорения элементов твердыми частицами падение давления (PDI-404) через фильтр увеличивается. Когда падение давления достигает предела, элементы должны быть заменены. После механической фильтрации обогащенный гликоль течет через угольный фильтр гликоля F-405. Угольная фильтрация помогает очистить гликоль путем удаления тяжелых углеводородов и поверхностно-активных растворимых примесей, таких как смазочные масла. В отличие от механических фильтров, угольные элементы могут применяться без какого-либо увеличения падения давления при прохождении потока через фильтр.

Угольные элементы должны заменяться, когда сравнение образцов, взятых выше и ниже фильтра, прекращают показывать улучшение цвета и содержания углеводородов. (Содержание углеводородов обычно проверяется в лаборатории). Для фильтров предусмотрен обычный байпас, чтобы можно было заменять элементы в каждом фильтре при работе установки.

Профильтрованный обогащенный гликоль поступает в ребойлер гликоля (E-203 DWG007). Внутри ребойлера гликоля обогащенный гликоль нагревается для выпаривания воды, которая была абсорбирована из технологического газа.

Ребойлер работает при давлении немного выше атмосферного и температуре 131°C. Пар и любые оставшиеся легкие фракции углеводородов проходят через испарительную колонну T-501 и выбрасываются в атмосферу. Выпаренный гликоль, называемый «обедненный» или

«регенерированный гликоль», поступает на дно ребойлера. Испарительная колонна крепится на болтах к вентиляционному патрубку ребойлера гликоля. Ниже приводится описание этих двух компонентов.

Испарительная колонна гликоля представляет собой колонну с насадкой, работающую при атмосферном давлении с температурой на дне между 121°C и 127°C, и наверху колонны примерно 104°C. Главное предназначение колонны – минимизировать потери гликоля в верхней части колонны вместе с парами при контакте паров ребойлера с возвратным потоком, создаваемым конденсационным змеевиком в верхней части колонны.

Ребойлер гликоля является теплообменником котельного типа, который расположен ниже испарительной колонны гликоля. Тепло, необходимое для дистилляции гликоля, вырабатывается электрическим элементом в ребойлере гликоля. Внутренняя перегородка в ребойлере поддерживает уровень гликоля, при котором электрический элемент полностью погружен в жидкость. Обедненный гликоль перетекает через перегородку и собирается в успокоительной емкости.

Горячий обедненный гликоль поступает на дно успокоительной емкости ребойлера гликоля. Он охлаждается за счет теплообмена с обогащенным гликолем в теплообменнике газ/газ E-201 и теплообменнике газ/жидкость E-202, после чего поступает на насосы гликоля.

P-605/606 (один в работе, второй в резерве). Насосы нагнетают обедненный гликоль при расходе потока 0,45 м^3/час в впрыскивающие форсунки перед теплообменником газ/газ, теплообменником газ/жидкость и перед клапаном TCV-401. Оттуда входной газ переносит гликоль обратно в низкотемпературный сепаратор, и таким образом замыкает линию циркуляции гликоля. Электрический элемент вырабатывает тепло, необходимое для удаления воды из гликоля.

При нормальном режиме работы небольшое количество гликоля будет постоянно теряться с осушенным газом, жидким углеводородным продуктом, и верховыми парами испарительной колонны гликоля. Дополнительное количество может теряться из-за утечки и при выполнении работ по обслуживанию.

Контрольная проверка системы определяет уровень в успокоительной емкости ребойлера гликоля. Восполнение гликоля при необходимости производится через линию наполнения ребойлера гликоля. Всегда должен использоваться гликоль самого высокого качества.

Коммерческий узел учета газа с установкой одоризации

В блоке коммерческого узла учета газа (КУУГ) производится измерение объемного расхода, давление, температуры и одорации поставляемого газа в газопровод высокого давления «Актау - Форт-Шевченко».

Блок коммерческого узла учета газа (КУУГ) - это металлический контейнер с системой обогрева, в котором производится измерение объемного расхода, давления, температуры и одорации поставляемого газа в газопровод высокого давления Актау-Форт-Шевченко».

Сухой газ из V-401 при контроле давления (PIC-201) выходит из блока JT и поступает на трубопровод экспорта товарного газа через замерную установку. Сухой газ может подаваться на факел высокого давления (в случае отключения трубопровода товарного газа).

Линия на факел высокого давления подключена выше по потоку к замерной установке и имеет ESD клапан XV-1301. После замерной установки и перед ручным отсекающим клапаном трубопровода товарного газа установлен еще один ESD клапан XV-1302, который закрывается в случае аварии и отделяет систему сухого газа от газопровода товарного газа. XV-1302 является электрическим клапаном.

Также имеется дистанционная кнопка аварийного отключения: XS-1300 (в операторной), которая отключает линию экспорта сухого газа и отправляет газ на факел высокого давления (XV-1301 откроется и XV-1302 закроется).

Технологические газовые линии предназначены для очистки газа от механических примесей и включат две равнозначные линии и линию байпаса. Имеется клапан КН1 (КН2) на входе и клапан КН3 (КН4) на выходе, а также фильтр газа ФГ-150 Ф1 (Ф2). После входного клапана КН1 (КН2) на каждой линии предусмотрен продувочный трубопровод DN 20 с краном КН10 (КН9). Для измерения дифференциального давления на фильтре Ф1 (Ф2) установлен датчик дифференциального давления ВР5 (ВР6), подключенный к фильтру через шаровые клапаны КН19, КН20 (КН21, КН22). Если один из фильтров будет засорен или находиться в ремонте, газ будет направляться через

другой фильтр. Переключение с одной линии на другую осуществляется при открытии входного и выпускного клапанов на первой линии и закрытии соответствующих клапанов на второй линии, при сбросе давления на отключенной линии.

Давление газа на входе контролируется в соответствии с показаниями датчика дифференциального давления ВР1 при открытом клапане КН18. Для определения влажности газа при нормальной работе имеются клапаны КН30, КН31 предназначенные для подключения анализатора влажности. Линии измерения потока газа 2 предназначены для измерения объема градиента потока газа (в рабочем режиме) и состоят из двух линий (основной и байпаса), равноценных по пропускной способности и оборудованию. Каждая линия состоит из входного клапана КН5 (КН6), выпускного клапана КН7 (КН8), УСБ (Устройства Сужающего Быстросменного) СЧ1 (СЧ2) с электронным корректором СПГ761 и сбросного трубопровода с клапанами КН13 (КН14).

Для определения потока газа через УСБ установлен датчик дифференциального давления ВР7 (ВР8) (максимальное дифференциальное давление составляет 160 кПа), подключенный к клапанам КН25, КН26 (КН27, КН28) выше и ниже УСБ. Также установлен датчик давления ВР2 (ВР3) на входе в УСБ и датчик температуры ВК1 (ВК2) на выходе из УСБ.

Для определения давления ниже ПУ-650-ЭК установлен датчик избыточного давления ВР4. Для перевода линии учета на техобслуживание входной и выпускной клапаны должны быть открыты, а соответствующие клапаны другой линии должны быть закрыты со сбросом давления из отключенной линии.

На коммерческом узле учета газа предусмотрен блок одоризации газа, предназначенный для автоматической подачи одоранта в поток газа, пропорционально его расходу с целью придания газу характерного запаха.

Объекты вспомогательного производственного назначения

Новая система факела высокого давления

Установлена новая система факела высокого давления. Газ из сепаратора первой ступени направляется на новый факел, который отключен от существующего факела высокого давления. Все продувочные клапаны (BDV) и предохранительные клапаны давления (PSV) из зоны высокого давления подключены к новому факелу. Системы низкого давления подключены существующему факелу низкого давления;

Данная система предназначена для сбора газа из всех блоков с высоким давлением, отделения жидкости и сжигания газа на факеле в случае сбоя или отключения системы.

Также система факела высокого давления будет собирать газ из V-511, когда установка находится в нерабочем режиме.

Компоненты системы:

- коллектор высокого давления;
- факельный сепаратор FS 500;
- факельная стойка F 500;
- коллектор высокого давления.

Коллектор высокого давления предназначен для сбора газа из новых и старых блоков системы высокого давления:

- PCV 501-1;
- V 301/311 PSV;
- V 201/211 PSV;
- V201 вентиляционный клапан;
- C 103, PSV 151B (на выходе);
- C 103 - продувочный клапан, XV 054;
- C 101-1 ступень, PSV 121;
- C 101-1 ступень, PSV 151;
- C 101 -2 ступень, PSV 251;
- C 101 -3 ступень, PSV 351;
- C 101 -3 ступень, продувочный клапан, XV 023;
- C 101 -3 ступень, PCV (необходимо определить номер ярлыка);
- V 401-PSV 401,402;

- V 401-продувочный клапан XV 4001B;
- V 403, PCV 403 B;
- V 403, PSV 403 A,B.

FS 500 Сепаратор факела высокого давления

Газ из коллектора высокого давления поступает в FS-500, где жидкость отделяется, а газ при выходе из сепаратора направляется на стойку факела высокого давления.

Жидкость скапливается в существующем гравитационном сепараторе EK-1 при контроле уровня. Газ из EK -1 через выпускной патрубок вновь поступает на стойку факела высокого давления F-500. FS 500 имеет датчик уровня LT 1201 с переключателями аварийно-высокого уровня и аварийно-низкого уровня (L 1201 высокого и низкого давления). Когда уровень достигает высокого значения, L 1201H будет активизирован и отправит сигнал на открытие клапана XV 1201 и выпуска жидкости из EK-1. Когда уровень достигает низкого значения, L 1201L активизируется и отправляет сигнал на закрытие клапана XV 1201. Контроллер уровня работает в режиме отключения. Сепаратор также оборудован индикатором уровня, который при высоком уровне активизирует звуковой аварийный сигнал.

Высокий уровень в факельном сепараторе является одной из самых опасных ситуаций на установке, так как если уровень будет продолжать увеличиваться, существует риск попадания жидкости в верхнюю часть факельной стойки.

Стойка факела будет выведена из строя, при этом возникает неминуемая угроза взрыва. Следовательно, любой аварийный сигнал в системе факела должен восприниматься как максимальная аварийная ситуация. Если уровень продолжает увеличиваться выше аварийно-высокого значения, даже при открытии XV 1201, установка должна быть остановлена без сброса давления (2 уровень ESD). Только после нормализации уровня в сепараторе высокого давления, установка может быть запущена вновь.

Для лучшего осознания опасности аварийно-высокого уровня в факельном сепараторе необходимо отметить, что на более крупных газоперерабатывающих установках аварийно-высокий уровень в факельном сепараторе автоматически отключит всю установку без сброса давления (ESD).

В случае DGU, так как объем газа незначителен, аварийный сигнал при высоком и аварийно-высоком уровне является достаточной мерой обеспечения безопасности. Важно немедленно принять соответствующие меры, проверить фактический уровень, и если XV 1201 открыт, проверить давление в EK-1, а также проверить, открыты ли клапаны на факел, особенно из сепараторов V401 и V403.

Входные подключения к существующим системам будут демонтированы. Новая входная линия будет подключена только от FS 500. Также линия газа будет отключена от существующего факела и подведена к новому факелу высокого давления. Насос и возвратная линия на V311 будут оставаться в работе.

Стойка факела высокого давления принимает газ из FS 500 и EK-1. На этой общей линии установлены расходомеры и датчики давления. К существующей линии топливного газа на дежурные горелки факела низкого давления (линия из V501) подключена линия топливного газа на дежурные горелки факела высокого давления (врезка N7). На этой новой линии имеется ручной изолирующий клапан, который должен быть открыт и заблокирован.

Линия топливного газа на дежурные горелки имеет саморегулирующийся контроллер давления PCV-1202 (с уставкой 0,7бар) и датчик потока FIR 1202 (1,25 м³/ч) с индикацией в операторской. Дежурные горелки также оборудованы баллоном с пропаном для обеспечения зажигания: N-500

В системе факела высокого давления используется электрическое искровое зажигание. При отключении зажигания через положенное время активизируется аварийная цепь повторного зажигания.

Дежурная горелка имеет искру высокой интенсивности и трансформатор напряжения на 24 V DC, которое индуцирует электрическую искру в системе зажигания.

Одна из наиболее серьезных угроз безопасности – это создание вакуума в системе факела (система является открытой, и атмосферный воздух может проникнуть в нее через стойку факела). Для предотвращения этого риска предусмотрена постоянная подача газа (обычно называющегося уплотняющим или вытесняющим газом) в главный коллектор.

Линия уплотняющего газа выходит из сепаратора 1-й ступени (V511) от главной линии газа и разделяется на две линии:

– на коллектор факела высокого давления вниз по потоку PCV 501-1, перед подключением к FS 500 с расходомером FIT 1301;

– на коллектор факела низкого давления вниз по потоку XV 1004 и вверх по потоку до расходомера FIR 1001 и до выкидной линии газа из D-500 и D-501 с расходомером FIT 1302.

По этим линиям производится постоянная подача газа, который будет поддерживать положительное давление в обеих факельных системах. Таким образом, контролируется объем уплотняющего газа на обеих системах факела, а также имеется индикация общего потока в стойках факелов:

– Факела высокого давления – FIR 1201;
– Факела низкого давления – FIR 1001.

Система факела низкого давления УПГ

Факел НД УПГ собирает газ из D-500 и D-501. Коллектор факела (8``/ 200мм) подключен к существующему коллектору факела ВД. Коллектор факела НД имеет дренажную линию на EK2. Ручной клапан на дренажной линии нормально закрыт. Необходимо ежедневно дренировать коллектор факела НД на EK2. На коллектор факела НД УПГ предусмотрена линия уплотняющего топливного газа для поддержания положительного давления в FIT 1302:

– D-500;
– D-501;
– Уплотняющий топливный газ FIT 1302.

Существующая система факела НД ЦПС останется в работе без значительных модификаций.

Выбросы от факелов рассчитаны согласно Приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Нормативы предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного и (или) природного газа установлены на основании объемов, рассчитанных в соответствии с методикой расчетов нормативов и объемов сжигания газа и представлены в Программы развития переработки сырого газа месторождения Дунга на период 2023-2025 годы.

Ремонт ППР УПГ планируется провести в сентябре 2024 года.

На месторождении Дунга отсутствуют фонтанные и газлифтные скважины.

Дренажная система конденсата

Имеется два уловителя конденсата: один после промежуточного охладителя (MTi) для предотвращения попадания конденсата из элемента компрессора высокого давления (Eh) и второй после конечного охладителя (MTa) для предотвращения попадания конденсата в выпускной патрубок воздуха. Уловители конденсата снабжены поплавковым клапаном для автоматического слива конденсата и ручным дренажным клапаном.

Установка подготовки воздуха КИПиА

Имеется два компрессора инструментального воздуха ATLAS COPCO ZT-15 и осушающий блок CD 35, которые предоставляют инструментальный воздух при давлении 7 бар и точкой росы -40°C.

Описание компрессора инструментального воздуха

Компрессоры заключены в звуконепроницаемый корпус и включают в себя:

– воздушный фильтр (AF);
– клапан загрузки/без нагрузки (TV);
– элемент компрессора низкого давления (El);
– промежуточный охладитель (Ci);
– элемент компрессора высокого давления (Eh);
– конечный охладитель (Ca);
– электрический мотор (M1);
– приводная муфта;
– корпус редуктора;

- регулятор Elektronikon;
- предохранительные клапаны (SVh/SVl).

Воздушный поток. Воздух поступает через фильтр (AF) и сжимается в элементе компрессора низкого давления (El) и течет в промежуточный охладитель (Ci). Охлажденный воздух далее сжимается в элементе компрессора высокого давления (Eh) и далее через демпфер пульсации (PD) и конечный охладитель (Ca). Обратный клапан (CV) установлен по потоку ниже демпфера пульсации.

Система масла. Масло перекачивается насосом (OP) из маслосборника корпуса редуктора через охладитель (Co) и масляный фильтр (OF) к подшипникам и распределительным шестерням. Клапан (BV) открывается, если давление масла превышает заданное значение.

Система охлаждения. Компрессоры снабжены воздушным охладителем масла (Co), промежуточным охладителем (Ci) и конечным охладителем (Ca). Вентилятор с электрическим мотором (FN) вырабатывает охлаждающий воздух.

Цикл осушения воздуха. Сырой воздух из конечного охладителя (Ca) поступает в осушитель через входной клапан и форсунку эжектора. Воздух, выходящий из конечного охладителя обычно насыщенный. В каплеотбойнике, капли воды удаляются из воздуха. Воздух затем направляется через ротор, который адсорбирует пары воды. Осушенный воздух покидает осушитель через выпускной клапан.

Цикл регенерированного воздуха осушителя. Горячий ненасыщенный регенерированный воздух течет через отсекающий клапан, дроссельный клапан и через влажные каналы ротора. Поскольку давление паров горячего воздуха ниже, чем в каналах ротора, он осушит ротор. Горячий насыщенный воздух затем охлаждается в регенерационном воздушном охладителе и направляется в камеру всасывания эжектора, где он смешивается с сырым сжатым воздухом из конечного охладителя компрессора.

Дренажные системы осушителя. Конденсат собирается в трех отстойных емкостях (EWD). Сенсор постоянно измеряет уровень жидкости. Как только коллектор наполняется до определенного уровня, конденсат выходит через выпускной клапан. Когда коллектор опустошается, выпускной клапан быстро закроется без утечки сжатого воздуха.

Дренажные системы

Для УПГ сооружены следующие новые дренажные системы:

- дренажная система низкого давления;
- дренажная система высокого давления;
- дренажная система гликоля;
- открытая дренажная система.

Дренажная система низкого давления. Дренажная система низкого давления предназначена для сбора конденсата из различных точек УПГ с низким давлением с последующей передачей на нефтяной сепаратор 2 ступени (V311). Для сбора конденсата предусмотрена емкость D 500. Конденсат из этих точек поступает в емкость D500 под действием гравитации. В основном, эта система будет использована, когда установка или ее часть будет находиться в обслуживании, для чего должен быть произведен дренаж системы, либо в аварийных случаях (контроллеры уровня не работают надлежащим образом, или количество конденсата больше нормы вследствие технологических неполадок), при этом необходимо понизить уровень конденсата, открыв ручные дренажные клапаны. Конденсат будет возвращен вновь в V301 (по новой линии) с использованием насоса NP 500.

Газ выходит из дренажной емкости и через новую линию поступает на коллектор факела низкого давления. Дренажная емкость конденсата снабжена индикатором уровня и двумя переключателями уровня:

Также предусмотрен сигнал аварийно-высокого уровня (HHL). Так как эта дренажная емкость подключена к факелу, меры предосторожности в отношении высокого и аварийно-высокого уровней подобны мерам в отношении факельного сепаратора FS 500. Также HHL активизирует звуковой сигнал, при этом необходимо принимать срочные меры для понижения уровня в дренажной емкости. Также, как и в случае FS 500, HHL - это максимальный аварийный уровень на установке.

Дренажная емкость D 500 собирает конденсат из следующих точек:

- СТ 3- коллектор отстойника линии основного компрессора - ручной дренаж;
- СТ 4- коллектор отстойника линии дожимного компрессора - ручной дренаж;
- С101- на всасывании сепаратора 1 ступени V100- ручной дренаж;
- С 101-сепаратор 2` ступени V200 – ручной дренаж;
- С 101- сепаратор 3 ступени V300 – ручной дренаж;
- С 101 - выкидной сепаратор V400- ручной дренаж;
- С 103 - выкидной сепаратор V100 В- ручной дренаж;
- V401 ручной дренаж;
- Слив на всасывающей линии Р 601 - ручной дренаж;
- Слив на всасывающей линии Р 602 - ручной дренаж;
- Слив на линии повторной закачки (вниз по потоку XV 602) - ручной дренаж;
- Конденсат из V-403(LCV-403B);
- С101 – Сепаратор на всасывании 1 ступени V100, выход жидкости (LCV 101, XV 005);
- С103- Сепаратор на всасывании дожимного компрессора V100B, выход жидкости (LCV101B, XV 064);
- NP-500 дренаж выкидной линии.

Новая дренажная линия конденсата из УПГ подключена к V311 и будет соединяться с существующей дренажной линией от ЕК-1,2,3 (точка врезки № 4).

Существующая возвратная дренажная линия конденсата V311 будет собирать конденсат из:

- NP 500(D-500);
- P-EK-1;
- P-EK-2.

Только на СТ3, 4 могут быть открыты ручные дренажные клапаны во время работы установки. Ручные дренажные клапаны должны открываться медленно и постепенно при постоянном контроле давления и уровня в D-500.

Даже если агрегат, на котором необходимо произвести дренаж, остановлен и давление сброшено, дренажные клапаны должны открываться медленно и постепенно при постоянном контроле давления и уровня в D-500.

Дренажная система высокого давления. Эта система предназначена для сбора конденсата из различных точек УПГ (высокого давления) и передачи в нефтяной сепаратор 1 ступени (V211). Через новую линию конденсат поступает во входную линию нефти на V211 из следующих точек:

- С101 - сепаратор 3 ступени – слив жидкости (LCV 301, XV 013);
- С101 - сепаратор 2 ступени - слив жидкости (LCV 201, XV 009);
- V401 - резервная линия конденсата LCV 401B.

Также линия защищена от случайного избыточного давления с помощью PSV (номер ярлыка будет указан) с уставкой 10 бар. На линии установлен переключатель аварийно-высокого давления PIS 201-1 (РАНН 201-1), который передает аварийный сигнал в операторную и останавливает УПГ в случае избыточного давления. Уставка РАНН-201-1 8,5бар. Все трубы системы высокого давления снабжены технологическим электрическим обогревом (ETW), который должен быть в работе все время.

Дренажная система гликоля. Данная система предназначена для сбора гликоля, его отделения от газа в различных точках и сбора в новую дренажную емкость D 501. Гликоль будет вновь возвращен в блок гликоля (Е 203 регенерационную колонну) с помощью насоса NP 501.

Открытая дренажная система. Система предназначена для сбора сточных вод с содержанием масла из блока компрессора в открытый колодец D-502. Колодец D-502 будет время от времени опустошаться с помощью вакуумной установки.

Источники выбросов площадки УПГ (002):

Организованные источники выбросов (4 ед.):

- Факел высокого давления (источник №0201);
- Факел низкого давления (источник №0202);
- Блок КУУГ (коммерческого узла учета газа) (источник №0203);

- Дизельный генератор ЯМЗ 236 насос Р-803, резервный (источник №0204).

Неорганизованные источники выбросов (14 ед.):

- Площадка факелов ВД и НД, ЗРА и ФС (источник №6201);
- Площадка сепараторов FS-500/501, ЗРА и ФС (источник №6202);
- Факельный сепаратор FS-500 (источник №6203);
- Факельный сепаратор FS-501 (источник №6204);
- Площадка дренажных емкостей D-500/501 (источник №6205);
- Площадка Дожимной компрессорной станции С-101/103 (источник №6206);
- Компрессор ДКС 2-ой ступени С-101 (источник №6207);
- Компрессор ДКС 1-ой ступени С-103 (источник №6208);
- Площадка установки низкотемпературной сепарации (источник №6209);
- Насос центробежный Р-603,604 на Установке низкотемпературной сепарации (источник №6210);
- Площадка подогрева и закачки ШФЛУ в пласт (источник №6211);
- Насос поршневой Р-601,602 на Площадке подогрева и закачки ШФЛУ (источник №6212);
- Площадка регенерации гликоля (источник №6213);
- Насос поршневой Р-605,606 на Площадке регенерации гликоля (источник №6214).

2.2.4. Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины

Добыча на месторождении Дунга ведется механизированным способом с использованием скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) и электроцентробежной насосной установки (ЭЦНУ).

Наземное оборудование СШНУ составляют станки - качалки фирмы Lafkin: RM912D-305-192, M456D-305-120, M320D-305-120 грузоподъемностью 12,5 т, Sentry C456-305-144 грузоподъёмностью 13,8 т и C912-365-192 грузоподъёмностью 16,6 т (согласно стандарта API). На устье скважин установлены самоуплотняющиеся сальники типа СУСГ, герметизирующих устье скважин.

Подземное оборудование скважин представлено плунжерными насосами, насосно-компрессорными трубами и штангами. Скважины оборудованы глубинными вставными насосами типоразмеров: 30-250-RWBM/TS-24-4, 30-250-RXBM-36-6, 30-250-RWBM/TS-24-3, 30-225-RHAM-20-4-2-2, 25-200-RWBM-24-3, 25-175-RHAM-20-4-2-2 выпускаемыми в соответствии со стандартом API (спецификация 11AX), диаметром 63.5, 57.2, 50.8 и 44,5 мм соответственно.

Устьевое оборудование скважин, эксплуатирующихся ЭЦН, состоит из специальной арматуры на рабочее давление 35 МПа (5000 PSI), устьевой станции управления и трансформатора.

Узел приема скребков PST-01

Новые эксплуатационные трубопроводы от скважин линии К и линии L (далее будут подключаться линии I, J, M и другие) подключены к узлу приема скребков на PST-01. Нефтегазовая смесь подается на площадку узла приема скребков, далее через фильтры на манифольд А-103 и далее на ЦПС.

На площадке PST 01 будет производиться также обработка парафиновой массы и отложений, собранных при очистке трубопроводов скребками.

Скважины линий K, L, I, J

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная, лучевая герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы.

Для обустройства устья скважин принята фонтанная арматура. Регулирование давления выполняется с помощью дросселя, входящего в комплект поставки фонтанной арматуры.

При понижении давления (порыв трубопровода), а также в случае увеличения давления выше допустимого на выкидных трубопроводах предусмотрена высоко-интегрированная система защиты от избыточного давления (HIPPS), с гидравлической задвижкой аварийного останова по ANSI 2500.

На выкидных линиях предусматриваются замеры дебита нефтегазовой смеси каждой скважины при помощи передвижного мульти-фазного расходомера с подсоединительным фланцевым соединением диаметром 2”(60,3х3,58)мм. Все трубопроводы снабжаются также в необходимом количестве запорными и предохранительными устройствами, а также заземляются.

Камера запуска скребка на скважинах К15 (229), L15 (145), I14 (195) и J15 (181)

По линиям К, L, I и J: на площадках скважин №№ К15 (229), L15 (145), I14 (195) и J15 (181) установлены камера запуска скребка, соединяющая выкидные линии площадок остальных скважин линии К и линии L. Движение очистного устройства по трубопроводу осуществляется давлением перекачиваемой жидкости. На площадке камеры запуска производится запасовка скребка в камеру для его транспорта по трубопроводу.

Контроль прохождения скребка осуществляется сигнализаторами прохода скребка. Диаметр подводящего нефтепровода 6". Камера запуска снабжена системой автоматики и контроля по давлению и прохождению поршня.

Дренажная емкость

Дренаж из камеры запуска сбрасывается в трубопровод, далее в дренажную емкость. Объем дренажной емкости 8,0 м^3. Освобождение дренажной подземной емкости от продукта предусмотрено путем вывоза автомашиной.

Блоки дозирования химических реагентов

Для улучшения качества нефти месторождения Дунга применяют деэмульгаторы для разрушения эмульсий. Также химических реагенты используются в качестве поглотителя сероводорода, для исключения риска размножения сероводородных бактерий. Для данного процесса применяют Блоки дозирования химических реагентов (БДР). Блоки предназначены для приготовления и ввода реагента в нефть.

Блоки дозирования химических реагентов (БДР) расположены на месторождении Дунга на следующих площадках:

- Центральный пункт сбора нефти (ЦПС);
- Узел приема скребков PST-01;
- Блок АГЗУ «Спутник» СП-101;
- Блок АГЗУ «Спутник» СП-103;
- Площадка скважины К-15, камера запуска скребка;
- Площадка скважины L-15, камера запуска скребка;
- Площадка скважины J-15, камера запуска скребка;
- Площадка скважины I-14, камера запуска скребка;
- Площадка скважины ДГА-1Н;
- Морская насосная станция (водозаборная).

Источники выбросов площадки ШФЛУ (003):

Организованные источники выбросов (32 ед.):

- Блок АГЗУ «Спутник» СП-101 (источник №0303);
- Блок дозирования хим.реагента БДР-2,5 на АГЗУ «Спутник» СП-101 (источник №0304);
- Блок АГЗУ «Спутник» СП-103 (источник №0305);
- Блок дозирования хим.реагента БДР-2,5 на АГЗУ «Спутник» СП-103 (источник №0306);
- Свеча сбросная на дренажной емкости на скважинах №№34, «36, 38», «39, 40», 41, 42, 43, 44, 45, «1Г», 47, 48, 49, 53, L15 (145), J15 (181), I14 (195), M15 (125) (источники №№ 0308-0316, 0318-0321, 0325, 0327, 0328, 0329);
- Блок дозирования хим.реагента БДР-2,5 на скважине № 1Г (источник №0317);
- Дренажная емкость на скважине К-15 № 58 (источник № 0323);
- Дренажная емкость высокого давления Т-98006 на PST01 (источник № 0324);
- Дренажная емкость низкого давления Т-99002 на PST-01 (источник № 0326);
- Линия Е. Вытяжная свеча VS-15701 (источник №0330).
- Линия D и PST-04. Вытяжная свеча VS-13401 (источник №0331).
- Линия D. Вытяжная свеча VS-15601 (источник №0332).
- Дизельный генератор Caterpillar 400 (CAT 3406) (источник №0333);
- Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №D15 (66В) (источник №0337);
- Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №Е15 (214В) (источник №0338)

Неорганизованные источники выбросов (208 ед.):

- Площадка АГЗУ «Спутник» СП-101 (источник № 6301);
- Площадка БДР-2,5 на АГЗУ «Спутник» СП-101 (источник № 6302);

- Площадка АГЗУ «Спутник» СП-103 (источник № 6303);
- Площадка БДР-2,5 на АГЗУ «Спутник» СП-103 (источник № 6304);
- Площадка скважин № 27 (источники № 6305);
- Площадка скважины №№ 34, 38, 39, 41, 42, 43, 44, 45, «1Г» и дренажной емкости (источники №№ 6309-6317);
- Площадка БДР-2,5 на скв.№1Г (источник № 6318).
- Площадка скважины №№ 47, 48, 53 и дренажной емкости (источники №№ 6319-6320, 6322);
- Площадка скважин линии «К» №№К14 (163), К6 (156), К8 (157), К9 (158), К10 (159), К11 (160), К12 (161), К13 (162), К15 (58) (источники №№ 6325, 6328 – 6335);
- Площадка запуска скребка скважины К15 № 58 (источник №6336);
- Площадка дренажной емкости на скважине К15 №58 (источник №6337);
- Площадка БДР-2,5 на скв. К15 № 58 (источник № 6338);
- Площадка скважины линии К №WK13 (153) (источники № 6346);
- Площадка приема скребков PST01 (источник № 6347);
- Площадка дренажных емкостей высокого давления Т-98005 и Т-98006 на PST01 (источник № 6348);
- Площадка шламоуловителя приема скребка на PST01 (источник № 6349).
- Площадка скважин линии «L» №№ L6 (137), L7 (138), L9 (139), L10 (140), L11 (141), L12 (142), L13 (143), L14 (144), L15 (145), L16 (146) (источники №№ 6350 – 6358, 6361);
- Площадка запуска скребка EP-16401 на скважине L15 № 145 (источник № 6359);
- Площадка блока дозирования химреагента БДР-2,5 на скважине L15 № 145 (источник № 6360);
- Площадка дренажных емкостей низкого давления Т-99001 и Т-99002 на PST01 (источник № 6372);
- Площадка БДР-2,5 на PST-01 (источник № 6373);
- Площадка Сепаратора высокого давления V-98003 на PST-01 (источник №6374);
- Площадка Депарафинизаторов V-98001A/B на PST-01 (источник №6375).
- Площадка скважин линии «J»: J8 (174), J9 (175), J10 (176), J11 (177), J12 (178), J13 (179), J14 (180),) J16 (182), J15 (181) (источники №№ 6376 – 6384);
- Площадка запуска скребка на скважине J15 (181) (источник № 6385);
- Площадка дренажной емкости на скважине J15 (181) (источник № 6386);
- Площадка БДР на скважине J15 (181) (источник № 6387);
- Площадка скважины WJ15 (172) (источник № 6394);
- Площадка скважин линии «I»: I9 (191), I11 (192), I12 (193), I13 (194), I15 (196), I14 (195) (источники №№6395 – 6399, 7201);
- Площадка запуска скребка на скважине I14 (195) (источник № 7202);
- Площадка дренажной емкости на скважине I14 (195) (источник № 7203);
- Площадка БДР на скважине I14 (195) (источник № 7204);
- Площадка скважин линии «М»: №№ WM7 (107), WM8 (108), WM9 (109), WM10 (110), WM11 (111), WM12 (112), WM13 (113), WM14 (114), WM15 (115), M6 (116), M7 (117), M8 (118), M9 (119), M10 (120), M11 (121), M12 (122), M (123), M14 (124), M15 (125), M16 (126) (источники №№7211-7229, 7233);
- Площадка запуска скребка на скважине M15 (125) (источник №7230);
- Площадка дренажной емкости на скважине M15 (125) (источник №7231);
- Площадка БДР на скважине M15 (125) (источник №7232).
- Площадка линии «Е»: №№ F6 (DGA-226V), G7 (DGA-215V), E5 (DGA-234V), E4 (DGA-233V), F4 (DGA-224V), E6 (DGA-235V), F5 (DGA-225V), E3 (DGA-65V) (источники №№7234-7241);
- Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6 (DGA-226V), E5 (DGA-234V), E4 (DGA-233V), F4 (DGA-224V), G7 (DGA-215V), F5 (DGA-225V), E6 (DGA-235V), E3 (DGA-65V), G5 (DGA-213V), H5 (DGA-202V), I5 (DGA-190V), J5 (DGA-173V), WF5 (DGA-220V), WE5 (DGA-231V), WE4 (DGA-230V), WI5 (DGA-183V), WG5 (DGA-208V) (источники №№7246-7262);
- Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции (источник №7263);
- Площадка ФС с металл-ким участком коллектора (источники №7264-7265);
- Площадка колодца подключения выкидной линии скважины 30D-H (источник №7266);
- Площадка колодца подключения на байпасную линию E-PSTO4-01/ E-PSTO4-02 (источники №№7267-7268);
- Площадка камеры приема скребка с PST-01 (источник №7269);
- Площадка скважины E: H6 (DGA-203V), G6 (DGA-214V) (источники №№7270-7271);
- Площадка очистных устройств (источник №7272);

- Площадка колодца трубопроводной обвязки H6 (DGA-203V) и G6 (DGA-214V) (источник №7273);
- Площадка БДР (источник №7274);
- Площадка скважины линии I5: G5 (DGA-213V), H5 (DGA-202V), I5 (DGA-190V), J5 (DGA-173V), WI5 (DGA-183V) (источники №№7275-7279);
- Площадка выкидной линии от скважины 58В (К-15) до точки подключения ТР-001 (источник №7280);
- Площадка выкидной линии от скважины DGA 41 до точки подключения ТР-011 (источник №7281);
- Площадка выкидной линии от скважины DGA 34 до точки подключения ТР-007 (источник №7282);
- Площадка выкидной линии от скважины 229В (К-17) до точки подключения ТР-005 (источник №7283);
- Линия D и PST-04 (1-й пусковой комплекс). Площадка скважины D4 (DGA-244V) (источник №7284);
- Площадка скважины D5 (DGA-245V) (источник №7285);
- Площадка скважины D6 (DGA-246V) (источник №7286);
- Площадка скважины WD4 (DGA-240V) (источник №7287);
- Площадка скважины WD5 (DGA-241V) (источник №7288);
- Площадка скважины WD6 (DGA-242V) (источник №7289);
- Площадка колодца трубопроводной обвязки D4 (DGA-244V), D5 (DGA-245V), D6 (DGA-246V), WD4 (DGA-240V), WD5 (DGA-241V), WD6 (DGA-242V) (источники №№7290-7295);
- Площадка камеры приема скребка на PST-04 (4 ед) (источник №№7296-7299);
- Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции (источник №7300);
- Площадка ФС с металлическим участком коллектора (источник №7301);
- Площадка ФС с металлическим участком коллектора (источник №7302);
- Линия D и PST-04 (2-й пусковой комплекс): Площадка добыв. скважины D7 (DGA-66V), D8 (DGA-247V) (источники №№7303-7304);
- Площадка очистных устройств (источник №7305);
- Площадка колодцев трубопроводной обвязки D7 и D8 (источник №7306);
- Площадка БДР (источник №7307);
- Площадка ФС с металлическим участком коллектора (источник №7308).
- Площадка скважин линии C: DGA-67V(C5), DGA-252V(C3), DGA-254V(BW2) (источники №№7309-7311);
- Площадка скважин линии I: DGA-198V, DGA-199V, DGA-200V, DGA-204V, DGA-205V (источники №№7312-7316);
- Площадка скважин линии F-H: E8 (DGA-236V), E11 (DGA-237V), E10 (DGA-238V), F10 (DGA-227V), F11 (DGA-228V), F12 (DGA-64V), G11 (DGA-216V), G12 (DGA-217V), G13 (DGA-218V), WF10 (DGA-232V), WF11 (DGA-221V), WG11 (DGA-209V), WG12 (DGA-210V) (источники №№7320-7332);
- Площадки колодцев PIT 1-13, PIT 13 врезка F-H в линию I, PIT 15 (источники №№7333-7347);
- Площадка БДР A-15801 (источник №7348);
- Площадка камеры запуска скребка EP-15801 (источник №7349);
- Площадка дренажной емкости T-16601 (источник №7350);
- Площадка вытяжной свечи VS-15801 (источник №7351);
- Площадка обслуживания ПК на коллекторах от линий I, J, K, L, M, E/I5 (PST-04) (источник № 7352);
- Насос P-202A (источник № 7353);
- Насос P-202B (источник № 7354);
- Площадка насосов P-202A/B (источник № 7355);
- Площадка БДР-10 на скважине ДГА-34 (источник № 7356);
- Площадка БДР-10 на PST-01 (источник № 7357).

2.2.5. Коммерческий узел учета нефти (КУУН)

Коммерческий узел учета нефти (КУУН) предназначен для измерения объемного расхода, давления, температуры поставляемой нефти в магистральный нефтепровод.

Источники выбросов площадки КУУН (004):

Организованные источники выбросов (6 ед.):

- Продувочная свеча – 1 ед. (источник №0402);
- Дизельный генератор ММЗ-240, резервный (источник №0403).

- Дизельный генератор Genelec GPW 210, резервный (источник № 0404);
- Дизельная электростанция (резервная) (источник №0152);
- Топливный бак (дизтопливо) (источник №0153);
- Топливный бак (масло) (источник №0154).

Неорганизованные источники выбросов (7 ед.):

- Площадка приема скребка (источник №6401);
- Площадка узла подключения к магистральному нефтепроводу (источник №6402);
- Площадка дренажной емкости (источник №6403);
- Площадка узла учета нефти (источник №6404);
- Межплощадочные трубопроводы (источник №6405);
- Площадка прувера (источник №6406);
- Насосный блок дизтоплива (источник №6408).

2.2.6. Автозаправочная станция (АЗС)

Автозаправочная станция (АЗС) предназначена для заправки грузового и легкового автотранспорта на месторождении Дунга.

Источники выбросов площадки АЗС (005):

Организованные источники выбросов (4 ед.):

- Емкость с дизельным топливом (источники №0501);
- Емкость с бензином (источник №0502);
- Блок АЗС (дизельное топливо) (источник №0503);
- Блок АЗС (бензин) (источник №0504).

Неорганизованные источники выбросов (5 ед.):

- Раздаточная колонна налива дизельного топлива (источник №6501);
- Раздаточная колонна налива бензина (источник №6502);
- Насос дизельного топлива (источник №6503);
- Насос бензина (источник №6504);
- Автостоянка (источник №6505).

2.2.7. Морская насосная станция

Морская насосная станция (станция забора морской воды) предназначена для забора морской воды для нужд месторождения Дунга. Площадка станции забора морской воды (СЗМВ) расположена в 3,3 км на юго-запад от съезда автодороги Актау-Форт-Шевченко и в 15,0 км от контрольно-пропускного пункта (КПП) месторождения Дунга.

Территория СЗМВ полностью обустроена и огорожена металлическим ограждением. Электроснабжение станции осуществляется с помощью существующей линии электропередач ЛЭП-10Кв. СЗМВ и большая часть коридора прокладки водовода и кабелей ВОЛС территориально расположены за границами горного отвода месторождения Дунга. Площадка СЗМВ находится в 33,2 м от уреза воды Каспийского моря.

Протяженность линейного водовода ДУ 150 мм (6``) составляет 16,2 км.

На территории СЗМВ расположено следующее оборудование: насосная станция (3 насоса) производительностью 200,0 м^3/час; буферная емкость морской воды V=50,0 м^3; перекачивающая насосная станция; блок дозирования химреагентов (БДР); дренажная емкость; береговая фильтрационная траншея; КПП; ДЭС - дизельный генератор (резервный) Caterpillar.

Для закачки попутно-добываемой воды и морской воды в пласт, оператор получил разрешения на специальное водопользование №KZ94VTE00067370 от 14.06.2021 г. и №KZ15VTE00067531 от 16.06.2021 г. выданные РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам».

Источники выбросов площадки СЗМВ (006):

Организованные источники выбросов (2 ед.):

- Дизельный генератор резервный Caterpillar 700, дизельный двигатель С18, резервный (источник №0601);

- Блок дозирования химреагента БДР (источник №0602).

2.2.8. Участок газопровода от УПГ до врезки в региональную магистральную систему Актау - Форт-Шевченко

Участок газопровода от УПГ до врезки в региональную магистральную систему Актау - Форт-Шевченко представляет собой линейный участок газопровода с диаметром 219,0 мм и протяженностью 1,787 км.

На площадке узла подключения газопровод подключен к ЦПС. Здесь расположена продувочная свеча. На данном участке имеют место потери газа от утечек на линейной части и при продувках при профилактических ремонтных работах.

Источники выбросов участка газопровода Актау-ФортШевченко (007):

Организованные источники выбросов (1 ед.):

- Продувочная свеча – 1 ед. (источник №0701).

Неорганизованные источники выбросов (1 ед.):

- Площадка узла подключения газопровода к ЦПС (источник №6701).

2.2.9. Вахтовый поселок подрядных организаций

Вахтовый поселок подрядных организаций Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК, осуществляющих капитальный ремонт скважин на месторождении Дунга, размещается на территории месторождении Дунга, в 80,0 м с южной стороны от существующей подъездной дороги к ЦПС и в 374,0 м к востоку от дороги Актау – Форт-Шевченко.

Вахтовый поселок подрядных организаций расположен на земле, специально отведенной компанией для подрядных компаний.

В поселках подрядных организаций (буровиков и строителей) размещены следующие здания и сооружения: жилые блоки; санузлы/душевые/прачечные; медпункты; кухни/столовые; офисы; продуктовые склады. Здания выполнены из модульных блоков контейнерного типа, полного заводского изготовления.

На расстоянии 22.0 м от существующего ограждения вахтовых городков подрядчиков расположена площадка инженерного обслуживания.

Для электроснабжения проектируемых нагрузок временного вахтового городка предусмотрено подключение к существующей на территории ШР.

На территории вахтового поселка подрядных организаций расположен дизельный генератор Caterpillar 3406 (резервный). На площадке вахтового поселка расположены автостоянки № 1 и автостоянка № 2.

Источники выбросов площадки ВП (008):

Организованные источники выбросов (3 ед.):

- Дизельный генератор Caterpillar 3406, резервный (источник №0801);
- Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001А/В, 2 ед.) (источники №№0802-0803).

Неорганизованные источники выбросов (2 ед.):

- Автостоянка №1 (источник № 6801);
- Автостоянка №2 (источник №6802).

2.2.10. Капитальный и подземный ремонт скважин

На месторождении Дунга осуществляется капитальный и подземный ремонт скважин, который включает в себя работы по повышению производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Работы в целом выполняются подрядными организациями.

Для ремонта используются подъемные агрегаты и спецтехника, работающая на дизельном топливе. Операции по капитальному и подземному ремонту скважин проводятся с использованием двух установок ПАП-60 (220 кВт) (с буровыми станками), двух установок ЦА СА-320 (125 кВт) (с цементными агрегатами) и двух дизель-генераторов для освещения AJD 110 кВт.

Порядок, виды ремонтов и работ по капитальному ремонту скважин следующие:

– подготовительные работы (глушение скважины, передислокация оборудования и ремонтной бригады, подготовка устья скважины, подготовка труб);
– опробование и исследование скважин;
– устранение не герметичности эксплуатационной обсадной колонны;
– наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной;
– ремонт своего горизонта с установкой цементного кольца;
– извлечение НКТ с обуриванием цемента;
– перевод на другие горизонты и приобщение пластов в соответствии с требованиями технологических схем и проектов разработки нефтяного месторождения (возврат на нижележащий объект);
– работы по интенсификации добычи нефти;
– работы по консервации, расконсервации и ликвидации скважин.

По результатам обследования проводятся работы по устранению не герметичности эксплуатационной колонны и наращиванию цементного кольца за обсадной колонной. При получении нефти с водой проводятся работы по изоляции обводненных интервалов пласта.

В 2024 году планируется проведение 88 работ по капитальному ремонту скважин.

– КРС-1: ПАП-60/80 станок №1, в количестве 44 работ (скважин),
– КРС-2: ПАП-60/80 станок №2, в количестве 44 работ (скважин).

Среднее количество дней на скважину – 4 дня.

Источники выбросов площадки КРС-1 (009) и КРС-2 (010):

КРС-1 (009)	**КРС-2 (010)**
Организованные источники выбросов (3 ед.):	*Организованные источники выбросов (3 ед.):*
– Дизельный двигатель ЯМЗ 238 (источник №0901);	– Дизельный двигатель ЯМЗ 238 (источник №1001);
– Дизельный двигатель Цементировочного агрегата СА-320 (источник №0902);	– Дизельный двигатель Цементировочного агрегата СА-320 (источник №1002);
– Дизельный генератор AJD 110 кВт (освещение) (источник №0903)	– Дизельный генератор AJD 110 кВт (освещение) (источник №1003).
Неорганизованные источники выбросов (2 ед.):	*Неорганизованные источники выбросов (1 ед.):*
– Технологическая емкость (источник №6902);	– Технологическая емкость (источник №7002);
– Топливозаправщик (источник №6903).	– Топливозаправщик (источник №7003).

2.2.11. Площадка Газотурбинных электростанций Taurus-60 (ГТЭС)

С целью сокращения сжигания попутного газа и его рационального использования на месторождении Дунга была разработана и утверждена «Программа развития переработки попутного нефтяного газа на 2020-2022 г.г». Эта программа предусматривает использование на месторождении четырех газотурбинных установок марки Taurus 60. Это позволяет вырабатывать собственную электроэнергию для нужд производства и способствует увеличению объема добываемой нефти.

На площадке обустроены четыре газотурбинные станций Taurus 60, резервуары под дизельное топливо, газопровод. Газотурбинные электростанции Solar Turbines спроектированы и изготовлены с применением современных систем контроля качества. Отметки земли на площадке ГТЭС от уровня моря 79.90-79.80 м. Система высот Балтийская.

Автономные электростанции на базе Solar Turbines гарантируют высокую надежность энергообеспечения инфраструктуры объектов нефтегазовой промышленности. В этих же целях газовые турбины Solar Turbines имеют возможность работы на двух видах топлива: газовом и дизельном.

Газотурбинные электростанции компании Solar Turbines — это полноценные двухтопливные электростанции. Это газовые турбины с предельно низкими эмиссиями и доказали свое преимущество в технологиях по сокращению загрязнения окружающей среды. Паспорт газовых турбин представлены в Приложении 3.

Способ преобразования энергии топлива в тепловую энергию на Taurus-60 при работе газовых турбин, состоит из следующих четырех процессов: сжатие (атмосферный воздух сжимается), горение (топливо смешивают со сжатым воздухом, и эта смесь воспламеняется, в результате чего образуются быстро расширяющиеся горячие газы), расширение (горячие газы расширяются в турбинной секции двигателя, создавая при этом крутящий момент) и выхлоп (отработанные газы выбрасываются в атмосферу, отдав большую часть своей энергии в турбинной секции). Крутящий момент турбины создает электричество. Процесс протекает плавно и непрерывно.

При работе дизельного генератора ключевая роль в рабочем процессе отводится двигателю внутреннего сгорания (ДВС). Именно в двигателе происходит сгорание дизеля, поставляемого из топливного резервуара. Образуемые в ходе этого процесса газы расширяются, формируя всплеск энергии, служащей стимулом вращения коленчатого вала. Кривошипно-шатунный механизм позволяет получить из энергии вновь образованных газов искомую механическую энергию.

Расчеты выбросов от ГТЭС (№№1-4) в настоящем проекте НДВ на 2024 год были выполнены:

– при работе ГТЭС на газовом (основном) топливе согласно «Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок» РНД 211.2.02.04-2004, с применением пункта 6.4. Методики;

– при работе ГТЭС на дизельном (резервном) топливе соответственно согласно «Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок» РНД 211.2.02.04-2004.

Источники выбросов площадки ГТЭС (011):

Организованные источники выбросов (10 ед.):

- Газотурбинная электростанция Taurus-60 (газовая турбина) (источники №№1101 -1104);
- Резервуар хранения дизельного топлива (источник №№1105 – 1106);
- Подземная емкость хранения отработанного масла (источник №№1107 – 1108);
- Дизельный генератор Caterpillar C15, Модель 500, резервный (источник №1109).
- Установка охлаждения масла (источник №1110).

Неорганизованные источники выбросов (5 ед.):

- Площадка установки охлаждения масла (источник № 7102);
- Насосная станция подачи дизельного топлива (источник № 7105);
- Площадка слива дизельного топлива (источник № 7106);
- Площадка ГТЭС (ЗРА и ФС) (источник № 7107);
- Парковка (источник № 7108).

2.2.12. Установки системы подготовки и закачки воды (пластовой, морской)

На центральном пункте сбора и подготовки нефти (ЦПС Дунга) имеются технологические объекты, предназначенные для очистки пластовой воды, выделяющейся в процессе подготовки нефти. Фактическая производительность имеющегося оборудования составляет 10000-12000 bbl/сут (60-80 м^3/час) пластовой воды.

Морская вода подается на ЦПС от станции забора морской воды (далее СЗМВ).

Подача воды (пластовой, морской) на северный и южный манифольды системы ППД и далее в нагнетательные скважины производится существующими насосами P-902A/B/C на P-035-0004A/B/C производительность каждого 100 м^3/час.

Источники выбросов площадки подготовки и закачки воды (012):

Организованные источники выбросов (2 ед.):

- Резервуар для дизтоплива (источник №1201);
- Дизельный генератор Caterpillar 3406, резервный (источник №1202);

Неорганизованные источники выбросов (5 ед.):

- Межплощадка (источник №8001);
- Площадка БДР поз.А-039-0001 (источник №8002);
- Площадка БДР поз.А-039-0002 (источник №8003);
- Площадка установки подготовки морской воды (источник №8004);
- Площадка установки подготовки пластовой воды (источник №8005).

2.3. Основные производственные показатели разработки месторождения

Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан осуществляет работы по добыче углеводородного сырья на месторождении Дунга.

Основной проектный документ, согласно которому ведется разработка месторождения Дунга, является «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» Проект согласован Протоколом заседания №12/10 от 01.08.2019 г. Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Министерства Энергетики РК и Заключением ГЭЭ №KZ17VCY00209492 от 24.01.2019 на проект ПредОВОС к основному проекту.

Физико-химические свойства нефти и газа месторождения Дунга представлены в Приложении 10.

Добыча на месторождении Дунга ведётся механизированными способами с использованием: скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) и электроцентробежной насосной установки (ЭЦНУ).

Для поддержания пластового давления используется закачка пластовой и/или морской воды и ШФЛУ в подземный горизонт.

Основные технологические показатели добычи и расхода сырого газа на 2024 год представлены в «Программа развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2023-2025 гг.» согласована Министерством Энергетики РК протоколом №3 от 12.08.2022 г.

Технологические показатели разработки месторождения Дунга на 2024 г. представленные исходными данными от заказчика (Приложение 3) в соответствии с ПРПСГ и приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 Технологические показатели Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК

№	Наименование	Ед. изм.	Согласно Анализа разработки на 2024 г.	План на 2024 г.
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти	т/год	814 000	814 000
2	Добыча газа	м^3/год	73 700 000	73 700 000
3	Добыча жидкости	т/год	2 159 676	2 159 676
4	Закачка воды	м^3/год	1 344 976	1 344 976
5	Закачка газа	м^3/год	14 003 000	14 003 000
6	Газовый фактор	м^3/т	90,46	90,46

2.3.1. Характеристика фонда скважин

Общий фонд пробуренных скважин составил 204 ед., из них: 154 – добывающая (149 – на I объекте, 1 – на III объекте, 4 – альба); 47 – нагнетательных; 3 – ликвидированные; 1 – в консервации. Из 204-х пробуренных 186 скважины вертикальные, 17 горизонтальных и 1 – наклонно-направленная.

В таблицах 2.3-2.4 представлены характеристика фонда скважин и распределение действующих добывающих скважин на 2022-2023 гг.

Таблица 2.3 Характеристика фонда скважин месторождения Дунга на 2022 – 2023 гг.

№	Наименование	На 01.01.2022	01.05.2022	01.08.2023
1	Эксплуатационый фонд	160	158	154
	а) действующие	100	99	97
	ШГН	95	94	88
	ЭЦН	5	5	3
	б) бездействующие	7	6	6
	ШГН	7	6	6
	ЭЦН	0	0	0
	в) обустройтсве и освоении	53	53	50
2	Ликвидированый фонд	3	3	3
3	Нагнетательный фонд	41	42	47
	Действующие	41	42	47
	Водонагнетательные	39	40	45
	газонагнетательные	2	2	2
4	В консервации	-	1	1
	Итого	**204**	**204**	**204**

Таблица 2.4 Подробная характеристика фонда скважин по состоянию на 01.08.2023 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин	Количество (№№ скважин)	
			вертикальные	горизонтальные
Аптский горизонт				
Фонд добывающих скважин	Всего:	154	149	7
	Действующие	97	91	5
	Из них: СШНУ	88	86 (27Д-В, ДГА-42В, ДГА-44В, ДГА-47В, ДГА-48В, ДГА-137В, ДГА-138В, ДГА-139В, ДГА-140В, ДГА-141В, ДГА-142В, ДГА-143В, ДГА-144В, ДГА-145В, ДГА-146В, ДГА-156В, ДГА-157В, ДГА-158В, ДГА-159В, ДГА-160В, ДГА-161В, ДГА-162В, ДГА-174В, ДГА-175В, ДГА-176В, ДГА-177В, ДГА-178В, ДГА-179В, ДГА-180В, ДГА-181В, ДГА-182В, ДГА-191В, ДГА-192В, ДГА-193В, ДГА-194В, ДГА-195В, ДГА-196В, ДГА-107В, ДГА-109В, ДГА-111В, ДГА-112В, ДГА-113В, ДГА-114В, ДГА-115В, ДГА-117В, ДГА-118В, ДГА-119В, ДГА-120В, ДГА-121В, ДГА-122В, ДГА-123В, ДГА-124В, ДГА-125В, ДГА-126В, ДГА-65В, ДГА-203В, ДГА-214В, ДГА-215В, ДГА-224В, ДГА-225В, ДГА-226В, ДГА-229В, DGA-234В, ДГА-235В, ДГА-233В, ДГА-116В, ДГА-110В, ДГА-213В, ДГА-202В, ДГА-190В, ДГА-173В, ДГА-240В, ДГА-242В, ДГА-244В, ДГА-245В, ДГА-246В, ДГА-247В, ДГА-66В, ДГА-198В, ДГА-199В, ДГА-200В, ДГА-204В, ДГА-205В, ДГА-67В, ДГА-252В, ДГА-254В)	2 (ДГА-34Г, ДГА-53Г)
	УЭЦН	3	-	3 (ДГА-38Г, ДГА-39Г, ДГА-41Г)
	В бездействии	6	4 (ДГА-36НА*, ДГА-43В, ДГА-49В, ДГА-164В)	2 (30 Д-Г, 32Д)
	Всего в освоении и обустройстве	50	50	
	из них: в ожидании ввода в эксплуатацию	7	7 (ДГА-60В, ДГА-61В, ДГА-62В, ДГА-63В, ДГА-64В, ДГА-68В, ДГА-59В)	-
	в ожидании обустройстве и освоении	40	40 (ДГА-100В, ДГА-101В, ДГА-102В, ДГА-103В, ДГА-105В, ДГА-106В, ДГА-209В, ДГА-210В, ДГА-216В, ДГА-217В, ДГА-218В, ДГА-221В, ДГА-228В, ДГА-232В, ДГА-236В, ДГА-237В, ДГА-238В, ДГА-70В, ДГА-73В, ДГА-77В, ДГА-78В, ДГА-79В, ДГА-82В, ДГА-83В, ДГА-84В, ДГА-85В, ДГА-86В, ДГА-87В, ДГА-88В, ДГА-89В, ДГА-90В, ДГА-91В, ДГА-93В, ДГА-94В, ДГА-95В, ДГА-96В, ДГА-97В, ДГА-99В, ДГА-104В, ДГА-227В)	-
	в ожидании испытания	3	3 (ДГА-55В, ДГА-56В, ДГА-57В)	
Фонд нагнетательных скважин	Всего эксплуатационный фонд:	48	42	6
	В том числе действующие водонагнетательные	45	40 (ДГА-33В, ДГА-127В, ДГА-129В, ДГА-130В, ДГА-131В, ДГА-132В, ДГА-133В, ДГА-134В, ДГА-135В, ДГА-136В, ДГА-147В, ДГА-148В, ДГА-149В, ДГА-150В, ДГА-151В, ДГА-152В, ДГА-154В, ДГА-155В, ДГА-165В, ДГА-166В, ДГА-184В, ДГА-185В, ДГА-197В, ДГА-168В, ДГА-169В, ДГА-128В, ДГА-187В, ДГА-188В, ДГА-183В, ДГА-208В, ДГА-231В, ДГА-170В, ДГА-171В ДГА-230В, ДГА-220В ДГА-108В, ДГА-167В, ДГА-189В, ДГА-241В)	6 (31Д-Г, ДГА-50Г, ДГА-51Г, ДГА-52Г, DGA-54Н 28 Д-Г)

Наименование	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин	Количество (№№ скважин)	
			вертикальные	горизонтальные
	газонагнетательные	1	1 (ДГА-45В)	-
	В бездействии	1	1 (ДГА-46В)	0
	В ожидании ввода в нагнет.	0	0	-
Всего по апту		195	182	13
Валанжинский горизонт				
Фонд добывающих скважин	Действующие ЭЦНУ	1	-	**1** (ДГК-1Г)
Всего по валанжину		**1**		**1**
Альбский горизонт				
Фонд добывающих скважин	Действующие ЭЦНУ	1	**1** (ДГА-58В)	-
	Действующие СШНУ	3	**3** (ДГА-153В, ДГА-172В, ДГА-163В)	-
Всего по Альбу		**4**	**4**	
В консервации		**1**	**1** (ДГА-40В)	
Ликвидированные скважины		**3**	-	3 (26Д-В/Г, 29Д-Г, ДГА-35Г
ВСЕГО по месторождению		**204**	**187**	**17**

Примечание - *наклонно направленная скважина

2.3.2. Утилизация попутного газа

Основной объем газа перерабатывается на УПГ с получением товарного газа на продажу и получением ШФЛУ для закачки в пласт, часть товарного газа используется на собственные нужды в печах подогрева нефти и на выработку электроэнергии на газотурбинных электростанциях (ГТЭС), а остальная часть - на технологически неизбежное сжигание на факелах высокого и низкого давления.

12 августа 2022 года Рабочей группой МЭ РК рассмотрен и одобрен баланс газа согласно «Программы развития переработки сырого газа месторождения Дунга на период 2023-2025 гг.» представленный в таблице 2.5.

Таблица 2.5 Утилизация попутного газа на 2024 г.

Добыча газа, млн. м^3.	Расход на собственные нужды, млн. м^3		Закачка ШФЛУ в пласт, (газовая фаза), млн. м^3	Неизбежное сжигание газа, млн. м^3						Потери газа млн. м^3	Газ на продажу, подача в магистральный газопровод, млн. м^3
				V_6	V_7		V_8		Vv		
	на печи	на ГТЭС									
	подогрева нефти	для выработки э/энергии		ПНР нового оборудования	Дежурная горелка	Факельная система	ППР газопроводов, аппаратов и КО	ТО газопроводов, аппаратов и КО	итого		
73.7	3.790	31.68	14.003	0.340	0.072	1.419	0.212	1.260	**3.303**	0.010	20.914

В соответствии с «Программа развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2023-2025 гг.» с технологическими показателями на 2024 год и Протоколом №3 от 12.08.2022 г. согласованной рабочей группой МЭ РК, объем технологически неизбежного сжигания газа по месторождению Дунга на 2024 г. составляет в объеме – 3,303 млн.м^3, в том числе: V6 – 0,340 млн.м^3 из них сырого газа 0,340 млн.м^3; V7 -1,491 млн.м^3 из них топливного газа - 1,491 млн.м^3, V8 – 1,472 млн.м^3 из них сырого газа - 1,472 млн.м^3, V9 - 0 млн.м^3, при добыче газа 73,7 млн.м^3.

Сжигание сырого газа осуществляется согласно требованиям Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденной Приказом Министра энергетики Республики от 5 мая 2018 года № 164. Имеется разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ30VPC00018052 от 24.08.2023 г. в объеме 1,812 млн. м³ (Приложение 6).

Баланс попутного газа месторождения Дунга на 2024 год. представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 Баланс попутного газа месторождения Дунга на 2024 год

№ п/п.	Наименование	Баланс газа на 2024 г.	
		м^3/час	м^3/год
1	Добыча газа	-	73 700 000.0
2	Технологически неизбежное сжигание газа на факелах, в т.ч. на:	-	3 303 000.0
2.1	факеле высокого давления	-	2 428 110.0
2.2	факеле низкого давления	-	874 890.0
3	Газ на собственные нужды, в том числе:		35 469 800.0
4	Закачка газа в пласт	-	14 003 000.0
5	Объем газа для продажи	-	20 914 000.0
6	Потери газа	-	10 000.0
7	Процент утилизации газа		95.52 %

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

Для удаления и очистки воздуха от твердых частиц запыленного воздуха в механической (слесарной) мастерской, в которой производятся работы по металлобработке, применяются системы вентиляции и фильтрационные установки, выпускаемые Концерном «Медведь» (Россия). Пылеулавливающие агрегаты ЗИЛ отличаются высокой производительностью: ЗИЛ 1600 отфильтровывает до 1520 м^3 воздуха, при этом они не нуждаются в дополнительном оборудовании для обеспечения притока воздуха извне. Эффективность пылеулавливания составляет 99%.

Таблица 2.7 Показатели работы газоочистных и пылеулавливающих установок (ПГО)

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код ЗВ, по которому происходит очистка	Коэффициент обеспеченности К (1),%
		проектный	фактический		
1	2	3	4	5	6
Производство: 001 - ЦПС					

0129 (002)	ЗИЛ 1600	99	99	2902	100
		99	99	2930	100

2.5. Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню

На предприятии используется техника зарубежного производства, отвечающая современным техническим стандартам. Управление производственным процессом на месторождении Дунга автоматизировано. Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты.

Принятая технология добычи и сбора добываемой продукции на месторождении Дунга обеспечивает безопасность производства и персонала компании.

2.6. Перспектива развития оператора

Производственные работы на предприятии в 2024 году будут осуществляться **с использованием существующего технологического оборудования**, описанного в разделе 2.1. «Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования».

Технологические показатели разработки месторождения Дунга на 2024 год представлены в разделе 2.2. «Основные производственные показатели разработки месторождения».

В 2024 году на месторождении Дунга планируется:

- Добыча нефти – 814 000.0 т/год;
- Добыча газа –73 700 000.0 м^3/год;
- Проведение капитального ремонта скважин (КРС), в общем количестве 88 работ;
- Модернизация системы рециркуляции пластовой воды на ЦПС (строительные работы);
- Модернизация факельной системы на ЦПС (строительные работы);
- Строительство нового нефтепровода 8" и кабеля ВОЛС от ЦПС до КУУН;
- Строительство нового водовода МВ 8’’ и кабеля ВОЛС от СЗМВ до ЦПС;
- Линия М. Перевод добывающих скважин в нагнетательные. Модернизация;
- Модернизация вспомогательных систем на месторождении Дунга в МО;
- Обустройство скважин и система сбора. Линия N (строительные работы);
- Обустройство скважин и система сбора. Линия N (эксплуатация);
- Модификация факельной системы ВД и НД. Стадия 4. (строительные работы);
- Модификация факельной системы ВД и НД. Стадия 4. (эксплуатация);
- Обустройство скважин и система сбора. Линия F-H. (строительные работы);
- Обустройство скважин и система сбора. Линия О.(строительные работы);
- Обустройство скважин и система сбора. Линия О.(эксплуатация);
- Модернизация вспомогательных систем Часть 2;
- Модернизация системы газовых компрессоров на ЦПС (строительные работы);
- Модернизация системы газовых компрессоров на ЦПС (эксплуатация).

Заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности, о том что необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует и Мотивированные отказы согласно п.3 ст.49 Кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI, о том что намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку, к необходимым для текущей деятельности предприятия услугам и работам представлены в приложении 12.

2.7. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при производственной деятельности на месторождении Дунга на 2024 год представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ на 2024 г.

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
Центральный пункт сбора нефти																									
001		Дизельгенератор Caterpillar 400 (CAT 3408) резерв.	1	104	Выхлопная труба	0101	5	0,2	56,31	1,769035	400	6246	3280							0301	Азота диоксид	0,7786	1085,002	0,256	2024
																				0304	Азота оксид	0,1265	176,281	0,0416	2024
																				0328	Сажа	0,0507	70,652	0,016	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1217	169,592	0,04	2024
																				0337	Углерод оксид	0,6286	875,972	0,208	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,2E-06	0,002	0,0000004	2024
																				1325	Формальдегид	0,0122	17,001	0,004	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,294	409,698	0,096	2024
001		Дизельгенератор Caterpillar 225 (CAT 3407) резерв.	1	120	Выхлопная труба	0102	5	0,2	30,85	0,9687751	400	6240	3280							0301	Азота диоксид	0,4266	1085,551	0,1606	2024
																				0304	Азота оксид	0,0693	176,345	0,0261	2024
																				0328	Сажа	0,0278	70,741	0,01	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0667	169,729	0,0251	2024
																				0337	Углерод оксид	0,3444	876,38	0,1305	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	7E-07	0,002	0,0000003	2024
																				1325	Формальдегид	0,0067	17,049	0,0025	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1611	409,944	0,0602	2024
001		Дизельгенератор Caterpillar 500 (CAT 3412T) резерв.	1	109	Выхлопная труба	0103	5	0,2	56,15	1,7631707	400	6240	3276							0301	Азота диоксид	0,7766	1085,814	0,2659	2024
																				0304	Азота оксид	0,1262	176,448	0,0432	2024
																				0328	Сажа	0,0506	70,747	0,0166	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1213	169,597	0,0416	2024
																				0337	Углерод оксид	0,6269	876,509	0,2161	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,2E-06	0,002	0,0000005	2024
																				1325	Формальдегид	0,0121	16,918	0,0042	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,2932	409,942	0,0997	2024
001		Дизельгенератор Caterpillar 500 (CAT 3412T) резерв.	1	109	Выхлопная труба	0104	5	0,2	56,15	1,7631707	400	6246	3276							0301	Азота диоксид	0,7766	1085,814	0,2659	2024
																				0304	Азота оксид	0,1262	176,448	0,0432	2024
																				0328	Сажа	0,0506	70,747	0,0166	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1213	169,597	0,0416	2024
																				0337	Углерод оксид	0,6269	876,509	0,2161	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,2E-06	0,002	0,0000005	2024
																				1325	Формальдегид	0,0121	16,918	0,0042	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,2932	409,942	0,0997	2024
001		Емкость для хранения дизельного топлива РВС-200 (Т-701)	1	8760	дыхат.клапан	0105	3	0,202	0,13	0,0041667	31,2	6238	3268							0333	Сероводород	0,00004	10,697	0,000004	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01596	4268,126	0,00144	2024
001		Емкость для хранения дизельного топлива РГ-25 (Т-702)	1	8760	дыхат.клапан	0106	3	0,202	0,13	0,0041667	31,2	6238	3265							0333	Сероводород	0,00005	13,371	0,000005	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01629	4356,377	0,00175	2024
001		Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-102	1	8760	дефлектор	0107	5	0,2	0,53	0,0166667	31,2	6167	3198							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01376	919,952	0,43398	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00026	17,383	0,00828	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
001		Печь ППТ-1, 6 (Н-401А)	1	1013	труба	0108	4,5	0,75	4,14	1,828996	300	6186	3258							0301	Азота диоксид	0,3966	455,126	1,3925	2024
																				0304	Азота оксид	0,0644	73,904	0,2263	2024
																				0328	Сажа	0,0029	3,328	0,0025	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0039	4,476	0,004	2024
																				0337	Углерод оксид	0,0935	107,298	0,3356	2024
																				0410	Метан	0,0935	107,298	0,3356	2024
001		Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 А)	1	2	свеча	0109	3	0,05	0,18	0,0003534	31,2	6188	3258							0333	Сероводород	6,23E-05	196,278	4,411E-07	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,313856	989602,88	0,0022239	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001758	5543,96	1,246E-05	2024
001		Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 В)	1	2	свеча	0110	3	0,05	0,18	0,0003534	31,2	6196	3258							0333	Сероводород	6,23E-05	196,278	4,411E-07	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,313856	989602,88	0,0022239	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001758	5543,96	1,246E-05	2024
001		Печь ППТ-1, 6 (Н-401В)	1	1014	труба	0111	4,5	0,75	3,97	1,7538923	300	6194	3258							0301	Азота диоксид	0,3642	435,842	1,3044	2024
																				0304	Азота оксид	0,0592	70,845	0,212	2024
																				0328	Сажа	0,0029	3,47	0,0025	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0039	4,667	0,004	2024
																				0337	Углерод оксид	0,0896	107,225	0,3252	2024
																				0410	Метан	0,0896	107,225	0,3252	2024
001		Лаборатория (вытяжная установка ВМ-1)	1	8760	дефлектор	0116	3	0,315	8,38	0,6530629	31,2	6233	3323							0150	Натр едкий	2,62E-05	0,045	0,000068	2024
																				0302	Азотная кислота	0,0005	0,853	0,00131	2024
																				0303	Аммиак	4,92E-05	0,084	0,00013	2024
																				0316	Соляная кислота	0,000132	0,225	0,00035	2024
																				0322	Серная кислота	2,67E-05	0,046	0,00007	2024
																				0602	Бензол	0,000246	0,42	0,00065	2024
																				0621	Толуол	8,11E-05	0,138	0,00021	2024
																				0906	Четыреххлористый углерод	0,000493	0,841	0,0013	2024
																				1061	Этиловый спирт	0,00167	2,849	0,00439	2024
																				1401	Ацетон	0,000637	1,087	0,00167	2024
																				1555	Уксусная кислота	0,000192	0,328	0,0005	2024
001		Лаборатория (вытяжная установка ВМ-2)	1	8760	дефлектор	0117	3	0,25	5,54	0,2719441	31,2	6249	3317							0150	Натр едкий	2,62E-05	0,107	0,000068	2024
																				0302	Азотная кислота	0,0005	2,049	0,00131	2024
																				0303	Аммиак	4,92E-05	0,202	0,00013	2024
																				0316	Соляная кислота	0,000132	0,541	0,00035	2024
																				0322	Серная кислота	2,67E-05	0,109	0,00007	2024
																				0602	Бензол	0,000246	1,008	0,00065	2024
																				0621	Толуол	8,11E-05	0,332	0,00021	2024
																				0906	Четыреххлористый углерод	0,000493	2,02	0,0013	2024
																				1061	Этиловый спирт	0,00167	6,843	0,00439	2024
																				1401	Ацетон	0,000637	2,61	0,00167	2024
																				1555	Уксусная кислота	0,000192	0,787	0,0005	2024
001					дефлектор	0118	3	0,25	7,36	0,3612832	31,2	6226	3320							0150	Натр едкий	2,62E-05	0,081	0,000068	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Лаборатория (вытяжная установка ВМ-3)	1	8760																0302	Азотная кислота	0,0005	1,542	0,00131	2024
																				0303	Аммиак	4,92E-05	0,152	0,00013	2024
																				0316	Соляная кислота	0,000132	0,407	0,00035	2024
																				0322	Серная кислота	2,67E-05	0,082	0,00007	2024
																				0602	Бензол	0,000246	0,759	0,00065	2024
																				0621	Толуол	8,11E-05	0,25	0,00021	2024
																				0906	Четыреххлористый углерод	0,000493	1,521	0,0013	2024
																				1061	Этиловый спирт	0,00167	5,151	0,00439	2024
																				1401	Ацетон	0,000637	1,965	0,00167	2024
																				1555	Уксусная кислота	0,000192	0,592	0,0005	2024
001		Резервуар нефти РВС-2000 (Т-101)	1	8760	предохран.клапан	0119	12	0,2	1,77	0,0556063	31,2	6052	3308							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00394	78,953	1,41426	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01793	359,296	6,44166	2024
																				0602	Бензол	0,0005	10,019	0,17967	2024
																				0616	Ксилол	0,00103	20,64	0,37121	2024
																				0621	Толуол	0,00037	7,414	0,13456	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,07069	1416,546	25,39209	2024
001		Резервуар нефти РВС-2000 (Т-102)	1	8760	предохран.клапан	0120	12	0,2	1,77	0,0556063	31,2	6052	3282							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00394	78,953	1,41426	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01793	359,296	6,44166	2024
																				0602	Бензол	0,0005	10,019	0,17967	2024
																				0616	Ксилол	0,00103	20,64	0,37121	2024
																				0621	Толуол	0,00037	7,414	0,13456	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,07069	1416,546	25,39209	2024
001		Резервуар нефти РВС-2000 (Т-103)	1	8760	предохран.клапан	0121	12	0,2	1,77	0,0556063	31,2	6080	3305							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00394	78,953	1,41426	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01793	359,296	6,44166	2024
																				0602	Бензол	0,0005	10,019	0,17967	2024
																				0616	Ксилол	0,00103	20,64	0,37121	2024
																				0621	Толуол	0,00037	7,414	0,13456	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,07069	1416,546	25,39209	2024
001		Резервуар нефти РВС-2000 (Т-104)	1	8760	предохран.клапан	0122	12	0,2	1,77	0,0556063	31,2	6081	3279							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00394	78,953	1,41426	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01793	359,296	6,44166	2024
																				0602	Бензол	0,0005	10,019	0,17967	2024
																				0616	Ксилол	0,00103	20,64	0,37121	2024
																				0621	Толуол	0,00037	7,414	0,13456	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,07069	1416,546	25,39209	2024
001		Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В	1	8760	дефлектор	0123	3	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6121	3301							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01953	1306,996	0,61578	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00085	56,884	0,02683	2024
001		Блок насосов перекачки нефти Р-201А/В	1	8760	дефлектор	0124	3	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6121	3298							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02298	1537,878	0,72466	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00099	66,253	0,03128	2024
001		Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В	1	8760	дефлектор	0125	3	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6122	3293							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02298	1537,878	0,72466	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00099	66,253	0,03128	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
001		Блок насосов перекачки нефти Р-203	1	8760	дефлектор	0126	3	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6122	3291							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0115	769,608	0,36261	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00043	28,777	0,01344	2024
001		Блок насосов экпорта нефти Р-111/112	1	8760	дефлектор	0127	6	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6112	3257							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,04592	3073,079	1,44818	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00209	139,868	0,06599	2024
001		Блок дозирования химреагента БДР-2, 5	1	8760	дефлектор	0128	3	0,2	0,22	0,0069115	31,2	6214	3271							1052	Метанол	0,04453	7179,215	1,40421	2024
001		Блок слесарной мастерской (сверлильный станок)	1	562	дефлектор	0129	5	0,25	0,08	0,003927	31,2	6337	3304			ЗИЛ 1600; Контроль эффективности ПГОУ, установлен;	2902 2930	100 100	99.00/99.00 99.00/99.00	2902	Взвешенные частицы	0,04568	12961,694	0,071686	2024
		Блок слесарной мастерской (точильно-шлифовальный станок)	1	750																2930	Пыль абразивная	0,00212	601,55	0,005724	2024
		Блок слесарной мастерской (токарно-винторезный станок)	1	1000																					
		Блок слесарной мастерской (ленточно-пильный станок)	1	400																					
001		Автомастерская (емкость для приема и раздачи масла, заряд аккумуляторов)	1	240	дефлектор	0130	5	0,25	0,08	0,003927	31,2	6363	3295							0322	Серная кислота	0,00004	11,35	0,0000014	2024
																				2735	Масло минеральное нефтяное	0,000003	0,851	0,0000024	2024
001		Сварочный цех	1	3010	дефлектор	0131	5	0,25	0,08	0,003927	31,2	6363	3315							0123	Железо (II, III) оксиды	0,0211	5987,122	0,045	2024
																				0143	Марганец и его соединения	0,0004	113,5	0,0009	2024
																				0301	Азота диоксид	0,0126	3575,248	0,0279	2024
																				0337	Углерод оксид	0,0146	4142,748	0,0317	2024
																				0342	Фтористый водород	5,96E-05	16,916	0,000279	2024
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые	6,41E-05	18,189	0,0003	2024
																				2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	6,41E-05	18,189	0,0003	2024
001		Дизельный двигатель ЯМЗ 236 насоса Р-803	1	129	Выхлопная труба	0134	4,5	0,2	38,98	1,2245928	450	6271	3290							0301	Азота диоксид	0,512	1107,271	0,2077	2024
																				0304	Азота оксид	0,0832	179,932	0,0337	2024
																				0328	Сажа	0,0333	72,016	0,013	2024
																				0330	Сера диоксид	0,08	173,011	0,0325	2024
																				0337	Углерод оксид	0,4133	893,819	0,1687	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	8E-07	0,002	0,0000004	2024
																				1325	Формальдегид	0,008	17,301	0,0032	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1933	418,038	0,0779	2024
001		Дизельный двигатель воздушного компрессора для			Выхлопная труба	0135	7	0,2	9,26	0,2909115	400	6271	3284							0301	Азота диоксид	0,1374	1164,336	0,0839	2024
																				0304	Азота оксид	0,0223	188,972	0,0136	2024
																				0328	Сажа	0,0117	99,147	0,0073	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		ремонтных целей ВВП-10/7 У1	1	194																0330	Сера диоксид	0,0183	155,075	0,011	2024
																				0337	Углерод оксид	0,12	1016,887	0,0732	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	2E-07	0,002	0,0000001	2024
																				1325	Формальдегид	0,0025	21,185	0,0015	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06	508,444	0,0366	2024
001		Дизельный двигатель воздушного компрессора для ремонтных целей ВВП-10/7 У1	1	194	Выхлопная труба	0136	7	0,2	9,26	0,2909115	400	6265	3291							0301	Азота диоксид	0,1374	1164,336	0,0839	2024
																				0304	Азота оксид	0,0223	188,972	0,0136	2024
																				0328	Сажа	0,0117	99,147	0,0073	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0183	155,075	0,011	2024
																				0337	Углерод оксид	0,12	1016,887	0,0732	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	2E-07	0,002	0,0000001	2024
																				1325	Формальдегид	0,0025	21,185	0,0015	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06	508,444	0,0366	2024
001		Дизельный генератор AKSA AC400. Модель 5220	1	133	Выхлопная труба	0137	2,5	0,2	51,97	1,6326857	450	6266	3284							0301	Азота диоксид	0,6826	1107,234	0,2854	2024
																				0304	Азота оксид	0,1109	179,889	0,0464	2024
																				0328	Сажа	0,0444	72,02	0,0178	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1067	173,076	0,0446	2024
																				0337	Углерод оксид	0,5511	893,93	0,2319	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,1E-06	0,002	0,0000005	2024
																				1325	Формальдегид	0,0107	17,356	0,0045	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,2578	418,173	0,107	2024
001		Автомойка	1	1460	дефлектор	0138	5	0,25	0,08	0,003927	31,2	6392	3358							0301	Азота диоксид	0,000378	107,194	0,0002122	2024
																				0304	Азота оксид	6,14E-05	17,419	3,448E-05	2024
																				0330	Сера диоксид	5,46E-05	15,488	3,065E-05	2024
																				0337	Углерод оксид	0,001335	378,727	0,0007496	2024
																				2704	Бензин	0,000181	51,233	0,0001014	2024
001		Электромеханическая мастерская (сверлильные станки-2 ед., болгарка, заточной станок)	1	1400	дефлектор	0139	5	0,25	0,08	0,003927	31,2	6356	3286							2902	Взвешенные частицы	0,0105	2979,374	0,0266	2024
																				2930	Пыль абразивная	0,0053	1503,874	0,0153	2024
001		Пожарное депо (пожарные машины-3 ед., машина скорой помощи-1 ед., автомойка)	1	8760	дефлектор	0140	5	0,25	0,08	0,003927	31,2	6364	3363							0301	Азота диоксид	0,000936	265,729	0,002756	2024
																				0304	Азота оксид	0,000152	43,181	0,0004479	2024
																				0328	Сажа	2,81E-05	7,961	0,0001369	2024
																				0330	Сера диоксид	0,000155	44,048	0,0004941	2024
																				0337	Углерод оксид	0,00389	1103,866	0,0119798	2024
																				2704	Бензин	0,000184	52,218	3,767E-05	2024
																				2732	Керосин	0,000404	114,564	0,0018807	2024
001		Дизель генератор CAT C15	1	31	Выхлопная труба	0141	3	0,25	45,74	2,245257	450	5970	3191							0301	Азота диоксид	0,9386	1107,108	0,0909	2024
																				0304	Азота оксид	0,1525	179,879	0,0148	2024
																				0328	Сажа	0,0611	72,069	0,0057	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1467	173,037	0,0142	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
																				0337	Углерод оксид	0,7578	893,849	0,0738	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,5E-06	0,002	0,0000002	2024
																				1325	Формальдегид	0,0147	17,339	0,0014	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,3544	418,026	0,0341	2024
001		Печь подогрева нефти Н-034-0001А	1	8631	Дымовая труба	0142	8	0,508	10,53	2,1342519	300	6206	3250							0301	Азота диоксид	0,2399	235,926	7,2576	2024
																				0304	Азота оксид	0,039	38,354	1,1794	2024
																				0328	Сажа	0,0029	2,852	0,0063	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0039	3,835	0,0164	2024
																				0337	Углерод оксид	0,1091	107,293	3,3423	2024
																				0410	Метан	0,1091	107,293	3,3423	2024
001		Печь подогрева нефти Н-034-0001В	1	8452	Дымовая труба	0143	8	0,508	7,14	1,4471566	300	6206	3242							0301	Азота диоксид	0,149	216,104	2,268	2024
																				0304	Азота оксид	0,0242	35,099	0,3686	2024
																				0328	Сажа	0,0029	4,206	0,0063	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0039	5,656	0,0125	2024
																				0337	Углерод оксид	0,0875	126,907	1,8407	2024
																				0410	Метан	0,0875	126,907	1,8407	2024
001		Свеча продувочная от печи Н-034-0001А	1	2	свеча	0144	5	0,05	0,18	0,0003534	31,2	6201	3232							0333	Сероводород	6,23E-05	196,278	4,411E-07	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,313856	989602,88	0,0022239	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001758	5543,96	1,246E-05	2024
001		Свеча продувочная от печи Н-034-0001В	1	2	свеча	0145	5	0,05	0,18	0,0003534	31,2	6201	3229							0333	Сероводород	6,23E-05	196,278	4,411E-07	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,313856	989602,88	0,0022239	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001758	5543,96	1,246E-05	2024
001		Дизельный генератор Caterpillar 500 (CAT SR500)	1	26	Выхлопная труба	0146	3	0,25	45,74	2,245257	450	5970	3191							0301	Азота диоксид	0,9386	1107,108	0,0778	2024
																				0304	Азота оксид	0,1525	179,879	0,0126	2024
																				0328	Сажа	0,0611	72,069	0,0049	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1467	173,037	0,0122	2024
																				0337	Углерод оксид	0,7578	893,849	0,0632	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,5E-06	0,002	0,0000001	2024
																				1325	Формальдегид	0,0147	17,339	0,0012	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,3544	418,026	0,0292	2024
001		Аварийная дизельная электростанция (резервная)	1	200	труба	0149	5	0,2	38,77	1,2179955	250	5963	3208							0301	Азота диоксид	0,768	1207,966	0,4134	2024
																				0304	Азота оксид	0,1248	196,294	0,0672	2024
																				0328	Сажа	0,05	78,644	0,0258	2024
																				0330	Сера диоксид	0,12	188,745	0,0646	2024
																				0337	Углерод оксид	0,62	975,181	0,336	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,2E-06	0,002	7,2E-07	2024
																				1325	Формальдегид	0,012	18,874	0,0064	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,29	456,133	0,155	2024
001		Топливный бак (дизтопливо)	1	8760	Дыхательный клапан	0150	4	0,315	1,24	0,0966348	31,2	5964	3208							0333	Сероводород	0,000005	0,058	0,0000044	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00174	20,064	0,00156	2024
001		Топливный бак (масло)	1	8760	Дыхательный клапан	0151	4	0,315	1,24	0,0966348	31,2	5963	3206							2735	Масло минеральное нефтяное	0,000033	0,381	0,000073	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]%	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
001		Дизельный генератор Caterpillar 3306 (Модель 225)	1	120	Выхлопная труба	0401	7	0,2	30,85	0,9691813	400	6217	3338							0301	Азота диоксид	0,4266	1085,096	0,161	2024
																				0304	Азота оксид	0,0693	176,271	0,0262	2024
																				0328	Сажа	0,0278	70,712	0,0101	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0667	169,658	0,0252	2024
																				0337	Углерод оксид	0,3444	876,013	0,1308	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	7E-07	0,002	0,0000003	2024
																				1325	Формальдегид	0,0067	17,042	0,0025	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1611	409,773	0,0604	2024
001		Пункт заправки автомобилей (ТРК)	1	8760	неорганизованный	6101	2				31,2	6256	3268	3	3					0333	Сероводород	0,00005		0,00141	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01764		0,50239	2024
001		Насосы для дизельного топлива	1	50	насос	6102	2				31,2	6259	3267	2	2					0333	Сероводород	0,00006		0,000011	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,02216		0,00399	2024
001		Площадка приемного манифольда А-101	1	8760	ЗРА, ФС	6103	2				31,2	6183	3194	8	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,075778		2,38975	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,005801		0,18295	2024
001		Площадка приемного манифольда А-102	1	8760	ЗРА, ФС	6104	2				31,2	6155	3184	5	8					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02238		0,70579	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001712		0,05398	2024
001		Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-102	1	8760	ЗРА, ФС	6105	2				31,2	6167	3193	8	12					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008625		0,272	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000663		0,02091	2024
001		Площадка печей подогрева нефти ППТ-1, 6 и ППТ-0, 2 (Н-401 A/B/C/D)	1	8760	ЗРА, ФС	6106	2				31,2	6191	3256	7	13					0333	Сероводород	3,03E-06		9,563E-05	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,034434		1,0859	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002632		0,08302	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00108		0,0340579	2024
001		Площадка резервуаров нефти РВС-2000 (Т-101/102/103/104)	1	8760	ЗРА, ФС	6107	2				31,2	6068	3294	40	44					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01381		0,4355	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001063		0,03353	2024
001		Площадка сепаратора FS-502	1	8760	ЗРА, ФС	6108	2				31,2	6186	3273	5	13					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01373		0,43297	2024
001		Факельный сепаратор FS-502	1	8760	неорганизованный	6109	3				31,2	6182	3273	4	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,05112		1,61216	2024
001		Площадка сепараторов V-211/311	1	8760	ЗРА, ФС	6110	2				31,2	6147	3280	6	17					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,012125		0,38238	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002133		0,06726	2024
001		Сепаратор первой ступени V-211	1	8760	неорганизованный	6111	3				31,2	6147	3285	4	4					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0823		2,5954	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003003		0,09469	2024
001		Сепаратор второй ступени V-311	1	8760	неорганизованный	6112	5				31,2	6147	3276	4	4					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,032455		1,02349	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001184		0,03734	2024
001		Площадка трехфазных сепараторов V-201/301	1	8760	ЗРА, ФС	6113	2				31,2	6171	3274	12	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,010901		0,34378	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000399		0,01257	2024
001		Трехфазный сепаратор 1-й ступени V-201	1	8760	неорганизованный	6114	3				31,2	6167	3274	3	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,037551		1,18421	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00137		0,04321	2024
001					неорганизованный	6115	5				31,2	6175	3274	3	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008956		0,28243	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
		Трехфазный сепаратор 2-й ступени V-301	1	8760																0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000327		0,0103	2024
001		Площадка сепаратора V-511	1	8760	ЗРА, ФС	6116	2				31,2	6136	3276	4	10					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02047		0,64555	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
001		Газовый сепаратор V-511	1	8760	неорганизованный	6117	3				31,2	6136	3276	2	7					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,051696		1,6303	2024
001		Площадка сепаратора пластовой воды V-602	1	8760	ЗРА, ФС	6118	2				31,2	6148	3258	19	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0044		0,13878	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000788		0,02484	2024
001		Сепаратор пластовой воды V-602	1	8760	неорганизованный	6119	3				31,2	6129	3233	4	12					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00052		0,0164	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00026		0,0082	2024
001		Площадка дренажных емкостей Т-301, Т-401 A/B	1	8760	ЗРА, ФС	6120	2				31,2	6123	3285	6	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017169		0,54145	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000525		0,01656	2024
001		Насос дренажных емкостей Т-301, Т-401 A/B	1	8760	насос	6121	2				31,2	6118	3311	7	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,016667		0,5256	2024
001		Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3	1	8760	ЗРА, ФС	6122	2				31,2	6093	3125	5	10					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,023796		0,75043	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000525		0,01656	2024
001		Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3	1	8760	насос	6123	2				31,2	6099	3125	5	10					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,016667		0,5256	2024
001		Площадка БКУ	1	8760	ЗРА, ФС	6124	2				31,2	6124	3274	12	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01392		0,43898	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000525		0,01656	2024
001		Компрессор БКУ	1	8760	компрессор	6125	2				31,2	6128	3274	2	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,033333		1,0512	2024
001		Площадка БДР-2, 5	1	8760	ЗРА, ФС	6126	2				31,2	6214	3270	2	2					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001334		0,04207	2024
																				1052	Метанол	0,000797		0,02515	2024
001		Сварочные работы	1	4968	неорганизованный	6127	2				31,2	6368	3287	7	5					0118	Титан диоксид	0,00212		0,0003664	2024
																				0123	Железо (II, III) оксиды	0,004297		0,045175	2024
																				0143	Марганец и его соединения	0,000342		0,0035433	2024
																				0203	Хром шестивалентный	4,63E-06		0,0000008	2024
																				0301	Азота диоксид	0,002762		0,0157122	2024
																				0337	Углерод оксид	0,004112		0,043225	2024
																				0342	Фтористый водород	0,000288		0,0030225	2024
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,000309		0,00325	2024
																				2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0,000309		0,00325	2024
001		Лакокрасочные работы	1	100	неорганизованный	6128	2				31,2	6300	3363	2	6					0616	Ксилол	0,061049		0,043955	2024
																				0621	Толуол	0,13998		0,1007854	2024
																				1042	Бутиловый спирт	0,01275		0,00918	2024
																				1210	Бутилацетат	0,153617		0,110604	2024
																				1240	Этилацетат	0,051		0,03672	2024
																				1401	Ацетон	0,064244		0,0462556	2024
001		Автостоянка	1	8760	неорганизованный	6129	2				31,2	6446	3362	16	59					0301	Азота диоксид	0,000238		0,0008778	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
																				0304	Азота оксид	3,87E-05		0,0001426	2024
																				0328	Сажа	2,36E-05		7,702E-05	2024
																				0330	Сера диоксид	5,38E-05		0,0001909	2024
																				0337	Углерод оксид	0,001772		0,0063006	2024
																				2704	Бензин	0,00025		0,0008432	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,000075		0,0002675	2024
001		Площадка приемного манифольда А-103	1	8760	ЗРА, ФС	6130	2				31,2	6204	3185	20	9					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01888		0,5954	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001433		0,04519	2024
001		Площадка насосов Р-201ВХ / Р-201АХ	1	8760	ЗРА, ФС	6131	2				31,2	6071	3244	18	8					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008607		0,27143	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000788		0,02484	2024
001		Насос циркуляции нефти Р-201ВХ	1	8760	насос	6132	2				31,2	6065	3244	4	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00804		0,25355	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000293		0,00925	2024
001		Насос циркуляции нефти Р-201АХ	1	8760	насос	6133	2				31,2	6077	3244	4	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00804		0,25355	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000293		0,00925	2024
001		Отстойник пластовой воды V-603	1	8760	неорганизованный	6134	3				31,2	6154	3245	6	12					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,000942		0,02972	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000942		0,02972	2024
001		Крытая автостоянка №1	1	8760	неорганизованный	6135	2				31,2	6299	3359	37	10					0301	Азота диоксид	0,000933		0,000343	2024
																				0304	Азота оксид	0,00015		0,0000557	2024
																				0328	Сажа	0,00003		0,0000106	2024
																				0330	Сера диоксид	9,22E-05		0,000034	2024
																				0337	Углерод оксид	0,0039		0,001428	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,000499		0,000183	2024
001		Крытая автостоянка №2	1	8760	неорганизованный	6136	2				31,2	6375	3246	59	17					0301	Азота диоксид	0,000104		0,0000765	2024
																				0304	Азота оксид	1,69E-05		0,0000765	2024
																				0330	Сера диоксид	2,08E-05		0,0000153	2024
																				0337	Углерод оксид	0,01036		0,0076	2024
																				2704	Бензин	0,001995		0,001463	2024
001		Отстойник пластовой воды V-902	1	8760	неорганизованный	6137	3				31,2	6080	3343	20	9					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001641		0,05174	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001641		0,05174	2024
001		Отстойник В-502	1	8760	неорганизованный	6138	3				31,2	6105	3343	11	9					2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,04368		1,37749	2024
001		Парковка (за пождепо)	1	8760	неорганизованный	6139	3				31,2	6333	3362	5	42					0301	Азота диоксид	0,000249		0,0008147	2024
																				0304	Азота оксид	4,04E-05		0,0001324	2024
																				0328	Сажа	2,08E-05		5,293E-05	2024
																				0330	Сера диоксид	5,86E-05		0,0001805	2024
																				0337	Углерод оксид	0,002611		0,0090776	2024
																				2704	Бензин	0,000417		0,0014053	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	6,94E-05		0,0002026	2024
001		Площадка ППН Н-034-0001А/В	1	8760	неорганизованный	6140	2				31,2	6206	3246	4	15					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006869		0,21661	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,004077		0,12856	2024
																				1078	Этиленгликоль	0,006693		0,21106	2024
001			1	8760	неорганизованный	6141	2				31,2	6193	3238	16	2					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018958		0,59786	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Площадка под арматурный узел ППН																		0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000924		0,02914	2024
001		Колодец К-1	1	8760	неорганизованный	6142	2				31,2	6187	3234	4	3					1078	Этиленгликоль	0,002657		0,0838	2024
001		Межплощадка ППН	1	8760	неорганизованный	6143	2				31,2	6206	3246	3	14					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001714		0,05406	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000394		0,01242	2024
001		УУП	1	4380	ЗРА, ФС	6145	5				31,2	6101	3327	5	5					0333	Сероводород	0,000001		0,0000158	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,009175		0,1037803	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,019195		0,1164371	2024
																				0602	Бензол	0,000535		0,003236	2024
																				0616	Ксилол	0,001105		0,0066842	2024
																				0621	Толуол	0,0004		0,0024238	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,075553		0,4572499	2024
001		Насосный блок дизтоплива	1	253	неорганизованный	6407	2				31,2	5963	3208	2	2					0333	Сероводород	0,0001		0,0000005	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0194		0,0002	2024
001		Сепаратор пескоуловитель V 034-0011	1	1460	неорганизованный	7435	2				31,2	6152	3281	1	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01891		0,2484583	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00069		0,0090833	2024
001		Площадка сепаратора пескоуловителя V 034-0011	1	1460	неорганизованный	7436	2				31,2	6153	3281	1	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,026258		0,3450232	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,004658		0,0170005	2024
001		Резервуар для сбора песка Т-050-0009	1	1460	неорганизованный	7437	2				31,2	6088	3335	1	1					2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0431		0,5666667	2024
Установка подготовки газа																									
002		Факел ВД	1	8640	факел	0201	23,8	0,65	455,67	151,2061	1744	6005	3119							0301	Азота диоксид	3,0439	148,732	6,7818	2024
																				0304	Азота оксид	0,4946	24,167	1,102	2024
																				0328	Сажа	2,5366	123,944	5,6516	2024
																				0330	Сера диоксид	0,001139	0,056	0,00567	2024
																				0333	Сероводород	9,67E-07	0,00005	0,0000048	2024
																				0337	Углерод оксид	25,3663	1239,456	56,5163	2024
																				0410	Метан	0,63421	30,989	1,4129	2024
002		Факел НД	1	8640	факел	0202	23	0,52	182,75	38,8114	1744	6026	3119							0301	Азота диоксид	0,7818	148,826	2,3405	2024
																				0304	Азота оксид	0,1271	24,195	0,3802	2024
																				0328	Сажа	0,6514	124,003	1,9504	2024
																				0330	Сера диоксид	0,000328	0,063	0,002735	2024
																				0333	Сероводород	2,77E-07	0,00005	2,284E-06	2024
																				0337	Углерод оксид	6,5144	1240,105	19,5042	2024
																				0410	Метан	0,16286	31,003	0,4877	2024
002		Блок КУУГ	1	8760	дефлектор	0203	5	0,2	0,04	0,0012566	31,2	5978	3162							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017244	15290,969	0,5438	2024
002		Дизельный генератор АВ-1А (резервный)	1	53	труба	0204	5	0,2	16,97	0,5331283	400	5961	3170							0301	Азота диоксид	0,2346	1084,798	0,039	2024
																				0304	Азота оксид	0,0381	176,176	0,0063	2024
																				0328	Сажа	0,0153	70,748	0,0024	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0367	169,702	0,0061	2024
																				0337	Углерод оксид	0,1894	875,791	0,0317	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
																				0703	Бенз/а/пирен	4E-07	0,002	0,0000001	2024
																				1325	Формальдегид	0,0037	17,109	0,0006	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0886	409,689	0,0146	2024
002		Площадка факелов ФВД и ФНД	1	8760	неорганизованный	6201	2				31,2	6020	3119	63	25					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,015512		0,48918	2024
002		Площадка сепараторов FS-500/501	1	8760	ЗРА, ФС	6202	2				31,2	6068	3161	34	11					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,009692		0,30565	2024
002		Факельный сепаратор FS-500	1	8760	неорганизованный	6203	3				31,2	6056	3161	6	6					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006392		0,2016	2024
002		Факельный сепаратор FS-501	1	8760	неорганизованный	6204	3				31,2	6078	3161	6	6					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006392		0,2016	2024
002		Площадка дренажных емкостей D-500/501	1	8760	ЗРА, ФС	6205	2				31,2	6107	3173	9	9					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,014116		0,44515	2024
																				1078	Этиленгликоль	0,000271		0,00853	2024
002		Площадка Дожимной компрессорной станции (ДКС) С-101/103	1	8760	ЗРА, ФС	6206	2				31,2	6004	3236	16	26					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,078553		2,47726	2024
002		Компрессор ДКС 2-ой ступени С-101	1	8760	неорганизованный	6207	3				31,2	6004	3242	12	9					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,033333		1,0512	2024
002		Компрессор ДКС 1-ой ступени С-103	1	8760	неорганизованный	6208	3				31,2	6004	3229	12	9					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,033333		1,0512	2024
002		Площадка Установки низкотемпературной сепарации (V-401)	1	8760	ЗРА, ФС	6209	5				31,2	5978	3236	9	8					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,043186		1,36191	2024
																				1078	Этиленгликоль	0,00187		0,05898	2024
002		Насос центробежный Р-603/604 на УНТС	1	8760	насос	6210	3				31,2	5985	3233	3	2					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,044444		1,4016	2024
002		Площадка подогрева и закачки ШФЛУ в пласт (Н-701, Р-601/602)	1	8760	ЗРА, ФС	6211	3				31,2	5978	3246	9	7					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,030592		0,96475	2024
002		Насос поршневой Р-601/602 на площадке ШФЛУ	1	8760	насос	6212	3				31,2	5982	3244	1	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,011111		0,3504	2024
002		Площадка регенерации гликоля (Е-203, Е-204, V-403, Р-605, Р-606)	1	8760	ЗРА, ФС	6213	3				31,2	5978	3227	9	7					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,019527		0,6158	2024
																				1078	Этиленгликоль	0,002138		0,06744	2024
002		Насос поршневой Р-605/606 на Площадке регенерации гликоля	1	8760	насос	6214	3				31,2	5982	3225	1	1					1078	Этиленгликоль	0,011111		0,3504	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01																									
003		Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-101	1	8760	дефлектор	0303	5	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6135	3257							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013762	920,955	0,43398	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263	17,574	0,00828	2024
003			1	8760	дефлектор	0304	3	0,2	0,22	0,0069115	31,2	6128	3246							1052	Метанол	0,011132	1794,697	0,23425	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
		Блок БДР-2, 5 на СП-101																		1325	Формальдегид	0,033396	5384,092	0,70276	2024
003		Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-103	1	8760	дефлектор	0305	5	0,2	0,53	0,0166504	31,2	6276	3215							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013762	920,955	0,43398	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263	17,574	0,00828	2024
003		Блок БДР-2, 5 на СП-103	1	8760	дефлектор	0306	3	0,2	0,22	0,0069115	31,2	6262	3209							1052	Метанол	0,011132	1794,697	0,23425	2024
																				1325	Формальдегид	0,033396	5384,092	0,70276	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №34Г	1	2	свеча	0308	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	5996	2136							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №36ДА, 38Г	1	2	свеча	0309	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6136	2943							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №39Г, 40В	1	2	свеча	0310	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6115	3016							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №41Г	1	2	свеча	0311	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6170	1228							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №42В	1	2	свеча	0312	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6460	3958							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №43В	1	2	свеча	0313	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	7223	4142							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №44В	1	2	свеча	0314	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	8043	4267							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №45В (газонагнетательная)	1	2	свеча	0315	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6723	4394							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №ДГК-1Г (карбонатная)	1	2	свеча	0316	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	7693	4515							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Блок БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г	1	8760	дефлектор	0317	3	0,2	0,22	0,0069115	31,2	7580	4611							1052	Метанол	0,011132	1794,697	0,23425	2024
																				1325	Формальдегид	0,033396	5384,092	0,70276	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №47В	1	2	свеча	0318	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6292	4700							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №48В	1	2	свеча	0319	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	7123	4831							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №49В	1	2	свеча	0320	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	7921	4971							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №53Г	1	2	свеча	0321	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	6652	4280							0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	12360650	0,0038582	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003					дыхат.клапан	0323	3	0,05	0,71	0,0013941	31,2	11733	4333							0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,54918	1238238,8	0,0111983	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Свеча сбросная на дренажных емкостях на скв. №58В (К15)	1	2															0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,065694	52508,029	0,0004749	2024
003		Свеча сбросная на дренажных емкостях Т-98006 на PST01	1	2	дыхат.клапан	0324	3	0,08	0,71	0,0035688	31,2	6266	2855						0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,54918	483700,06	0,0111983	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,065694	20511,501	0,0004749	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №145В (L15)	1	2	свеча	0325	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	11988	3635						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	1236065	0,0038582	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажных емкостях Т-99002 на PST01	1	2	дыхат.клапан	0326	3	0,1	0,71	0,0055763	31,2	6343	2785						0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,54918	309565,26	0,0111983	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,065694	13127,243	0,0004749	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №181В (J15)	1	2	свеча	0327	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	11237	5226						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	1236065	0,0038582	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №195В (I14)	1	2	свеча	0328	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	10840	5669						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	1236065	0,0038582	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №125В (M15)	1	2	свеча	0329	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	12231	3003						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	1236065	0,0038582	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Линия E. Вытяжная свеча VS-15701	1	2	свеча	0330	5	0,1	3,47	0,0272533	31,2	2124	5015						0415	Углеводороды предельные С1-С5	7,745898	316700,87	0,0558034	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,328468	13429,831	0,0023664	2024
003		Линия D. Вытяжная свеча VS-13401	1	200	свеча	0331	5	0,05	0,01	0,0000196	31,2	4177	6913						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,077459	4403644,8	0,0558034	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003285	186738,38	0,0023664	2024
003		Линия D. Вытяжная свеча VS-15601	1	6	свеча	0332	5	0,06	0,2	0,0005655	31,2	-48	4579						0415	Углеводороды предельные С1-С5	2,581966	5087617,9	0,0558034	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,109489	215742,54	0,0023664	2024
003		Дизельный генератор Caterpillar 400 (CAT 3406)	1	37	Выхлопная труба	0333	5	0,25	36,04	1,7691094	400	5968	3437						0301	Азота диоксид	0,7786	1084,956	0,0909	2024
																			0304	Азота оксид	0,1265	176,274	0,0148	2024
																			0328	Сажа	0,0507	70,649	0,0057	2024
																			0330	Сера диоксид	0,1217	169,585	0,0142	2024
																			0337	Углерод оксид	0,6286	875,935	0,0738	2024
																			0703	Бенз/а/пирен	1,2E-06	0,002	0,0000002	2024
																			1325	Формальдегид	0,0122	17	0,0014	2024
																			2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,294	409,68	0,0341	2024
003		Линия F-H. Вытяжная свеча от VS-15801	1	6	свеча	0334	3	0,05	27,15	0,0533089	31,2	1678	3721						0415	Углеводороды предельные С1-С5	60,56673	1265992	1,3082413	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	2,568357	53684,913	0,0554765	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №D15 (66В)	1	2	свеча	0337	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	1198	5585						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	1236065	0,0038582	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №E15 (214В)	1	2	свеча	0338	5	0,025	0,99	0,000486	31,2	3640	3387						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,539115	1236065	0,0038582	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,022861	52415,849	0,0001636	2024
003		Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-101	1	8760	ЗРА, ФС	6301	2				31,2	6133	3253	10	10				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008625		0,272	2024
																			0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003362		0,10603	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	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
003		Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-101	1	8760	ЗРА, ФС	6302	2				31,2	6128	3245	3	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001334		0,04207	2024
																				1052	Метанол	0,000797		0,02515	2024
003		Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-103	1	8760	ЗРА, ФС	6303	2				31,2	6270	3215	15	7					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008625		0,272	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003362		0,10603	2024
003		Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-103	1	8760	ЗРА, ФС	6304	2				31,2	6262	3209	4	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001334		0,04207	2024
																				1052	Метанол	0,000797		0,02515	2024
003		Площадка скважины №27Д-В	1	8760	ЗРА, ФС	6305	3				31,2	6655	1096	41	36					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006905		0,21775	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000532		0,01676	2024
003		Площадка скважины №34Г и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6309	3				31,2	6061	2114	92	56					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №38 и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6310	3				31,2	6091	2961	17	16					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017385		0,54825	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001055		0,03328	2024
003		Площадка скважины №39 и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6311	3				31,2	6089	2917	18	18					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017385		0,54825	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001055		0,03328	2024
003		Площадка скважины №41Г и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6312	3				31,2	6268	1226	74	76					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №42В и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6313	3				31,2	6458	3952	60	56					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №43В и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6314	3				31,2	7253	4106	54	57					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №44В и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6315	3				31,2	8048	4263	57	59					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №45В и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6316	3				31,2	6772	4408	56	57					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №ДГК-1Г и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6317	3				31,2	7642	4504	56	55					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017385		0,54825	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001055		0,03328	2024
003		Площадка БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г	1	8760	ЗРА, ФС	6318	2				31,2	7567	4559	51	61					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001334		0,04207	2024
																				1052	Метанол	0,000797		0,02515	2024
003		Площадка скважины №47В и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6319	3				31,2	6290	4703	61	60					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №48В и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6320	3				31,2	7089	4860	58	56					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013951		0,43995	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000794		0,02505	2024
003		Площадка скважины №53Г и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6322	3				31,2	6534	4349	140	96					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017385		0,54825	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001055		0,03328	2024
003		Площадка скважины №163В	1	8760	ЗРА, ФС	6325	3				31,2	11036	3880	17	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006905		0,21775	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000532		0,01676	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
003		Площадка скважины №156В (К6)	1	8760	ЗРА, ФС	6328	3				31,2	4738	784	35	17					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №157В (К8)	1	8760	ЗРА, ФС	6329	3				31,2	6617	1849	19	37					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №158В (К9)	1	8760	ЗРА, ФС	6330	3				31,2	7516	2290	19	33					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №159В (К10)	1	8760	ЗРА, ФС	6331	3				31,2	8096	2549	16	36					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №160В (К11)	1	8760	ЗРА, ФС	6332	3				31,2	8788	2895	18	34					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №161В (К12)	1	8760	ЗРА, ФС	6333	3				31,2	9516	3247	41	18					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №162В (К13)	1	8760	ЗРА, ФС	6334	3				31,2	10374	3699	16	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка скважины №58В (К15)	1	8760	ЗРА, ФС	6335	3				31,2	11619	4257	26	30					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка запуска скребка на скважине №58В (К15)	1	8760	ЗРА, ФС	6336	2				31,2	11680	4290	14	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,024119		0,76061	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000394		0,01242	2024
003		Площадка дренажной емкости на скв. №58В (К15)	1	8760	ЗРА, ФС	6337	2				31,2	11713	4233	31	19					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,005315		0,1676	2024
003		Площадка БДР-2, 5 на скв. №58В (К15)	1	8760	ЗРА, ФС	6338	2				31,2	11757	4293	15	40					1052	Метанол	0,000135		0,00427	2024
003		Площадка скважины №153В (WK13)	1	8760	ЗРА, ФС	6346	3				31,2	10837	3473	19	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,018916		0,59654	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка приема скребков PST01	1	8760	ЗРА, ФС	6347	2				31,2	6317	2764	13	10					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,130938		4,12927	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003284		0,10357	2024
003		Площадка дренажных емкостей высокого давления Т-98005 и Т-98006 на PST01	1	8760	ЗРА, ФС	6348	2				31,2	6266	2852	12	12					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,026714		0,84247	2024
003		Площадка шламоуловителя на PST01	1	8760	ЗРА, ФС	6349	2				31,2	6375	2785	7	14					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,002663		0,08397	2024
																				1052	Метанол	0,000128		0,00404	2024
003		Площадка скважины №137В (L6)	1	8760	ЗРА, ФС	6350	3				31,2	5350	374	15	37					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №138В (L7)	1	8760	ЗРА, ФС	6351	3				31,2	5963	692	14	40					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №139В (L9)	1	8760	ЗРА, ФС	6352	3				31,2	7728	1529	15	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №140В (L10)	1	8760	ЗРА, ФС	6353	3				31,2	8329	1805	15	37					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
003		Площадка скважины №141В (L11)	1	8760	ЗРА, ФС	6354	3				31,2	9089	2254	38	21					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №142В (L12)	1	8760	ЗРА, ФС	6355	3				31,2	9818	2586	19	40					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №143В (L13)	1	8760	ЗРА, ФС	6356	3				31,2	10588	3006	40	19					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №144В (L14)	1	8760	ЗРА, ФС	6357	3				31,2	11278	3383	19	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка скважины №145В (L15) и дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6358	3				31,2	11994	3691	14	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,021251		0,67018	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка камеры запуска скребка ЕР-16401 на скв.№145В (L15)	1	8760	ЗРА, ФС	6359	2				31,2	11939	3659	26	47					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01725		0,54399	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001848		0,05827	2024
003		Площадка блока дозирования химреагента БДР-2, 5 на скв. №145В (L15)	1	8760	ЗРА, ФС	6360	2				31,2	11960	3711	13	15					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,002674		0,08432	2024
																				1052	Метанол	0,000271		0,00853	2024
003		Площадка скважины №146В (L16)	1	8760	ЗРА, ФС	6361	3				31,2	12664	4075	19	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017238		0,54361	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001717		0,05413	2024
003		Площадка дренажной емкости низкого давления Т-99001 и Т-99002 на PST-01	1	8760	ЗРА, ФС	6372	2				31,2	6344	2780	12	13					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,026714		0,84247	2024
003		Площадка БДР-2, 5 на PST-01	1	8760	ЗРА, ФС	6373	3				31,2	6335	2756	3	5					1052	Метанол	0,07113		2,30891	2024
																				1325	Формальдегид	0,00625		0,3942	2024
003		Площадка Сепаратора высокого давления V-98003 на PST-01	1	8760	ЗРА, ФС	6374	3				31,2	6252	2851	5	10					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020642		0,65097	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,008054		0,25398	2024
003		Площадка Депарафинизаторов V-98001 A/B на PST-01	1	8760	ЗРА, ФС	6375	3				31,2	6252	2836	5	7					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020642		0,65097	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001576		0,04969	2024
003		Площадка скважины №174В (J8)	1	8760	ЗРА, ФС	6376	3				31,2	6182	2438	14	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №175В (J9)	1	8760	ЗРА, ФС	6377	3				31,2	6996	2925	39	16					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №176В (J10)	1	8760	ЗРА, ФС	6378	3				31,2	7741	3318	36	15					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №177В (J11)	1	8760	ЗРА, ФС	6379	3				31,2	8449	3632	14	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №178В (J12)	1	8760	ЗРА, ФС	6380	3				31,2	9107	3905	17	38					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №179В (J13)	1	8760	ЗРА, ФС	6381	3				31,2	9895	4297	17	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
003		Площадка скважины №180В (J14)	1	8760	ЗРА, ФС	6382	3				31,2	10591	4624	20	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №182В (J16)	1	8760	ЗРА, ФС	6383	3				31,2	11718	5393	19	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №181В (J15)	1	8760	ЗРА, ФС	6384	3				31,2	11223	5159	41	18					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка запуска скребка на скважине №181В (J15)	1	8760	ЗРА, ФС	6385	3				31,2	11167	5194	19	25					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01384		0,43644	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001201		0,03787	2024
003		Площадка дренажной емкости на скважине №181В (J15)	1	8760	ЗРА, ФС	6386	3				31,2	11198	5197	27	20					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017351		0,54718	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,54718		0,03767	2024
003		Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 181В (J15)	1	8760	ЗРА, ФС	6387	3				31,2	11178	5175	17	12					1325	Формальдегид	0,055502		1,39992	2024
003		Площадка скважины № 172V	1	8760	ЗРА, ФС	6394	3				31,2	11863	4807	41	15					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №191В (I9)	1	8760	ЗРА, ФС	6395	3				31,2	6296	3590	15	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №192В (I11)	1	8760	ЗРА, ФС	6396	3				31,2	8802	4625	18	40					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №193В (I12)	1	8760	ЗРА, ФС	6397	3				31,2	9496	4958	20	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №194В (I13)	1	8760	ЗРА, ФС	6398	3				31,2	10220	5308	19	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №196В (I15)	1	8760	ЗРА, ФС	6399	3				31,2	11239	6021	16	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка скважины №195В (I14)	1	8760	ЗРА, ФС	7201	3				31,2	10836	5607	35	15					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,020678		0,65211	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001584		0,04994	2024
003		Площадка запуска скребка на скв.№195В (I14)	1	8760	ЗРА, ФС	7202	3				31,2	10793	5631	30	16					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01384		0,43644	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001201		0,03787	2024
003		Площадка дренажной емкости на скважине №195В (I14)	1	8760	ЗРА, ФС	7203	3				31,2	10844	5556	56	28					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017351		0,54718	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001195		0,03767	2024
003		Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 195В (I14)	1	8760	ЗРА, ФС	7204	3				31,2	10841	5647	10	12					1325	Формальдегид	0,055502		1,39992	2024
003		Площадка скважины №107В (WM7)	1	8760	ЗРА, ФС	7211	3				31,2	7201	0	42	19					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №109В (WM9)	1	8760	ЗРА, ФС	7213	3				31,2	8550	694	43	22					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003			1	8760	ЗРА, ФС	7214	3				31,2	9237	950	42	20					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Площадка скважины №110В (WM10)																		0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №111В (WM11)	1	8760	ЗРА, ФС	7215	3				31,2	10174	1463	17	44					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №112В (WM12)	1	8760	ЗРА, ФС	7216	3				31,2	10796	1711	17	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №113В (WM13)	1	8760	ЗРА, ФС	7217	3				31,2	11519	2059	17	43					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №114В (WM14)	1	8760	ЗРА, ФС	7218	3				31,2	12213	2454	19	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №115В (WM15)	1	8760	ЗРА, ФС	7219	3				31,2	12966	2756	19	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022392		0,70617	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001587		0,05004	2024
003		Площадка скважины №116В (М6)	1	8760	ЗРА, ФС	7220	3				31,2	6061	-159	17	40					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №117В (М7)	1	8760	ЗРА, ФС	7221	3				31,2	6628	131	16	40					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №118В (М8)	1	8760	ЗРА, ФС	7222	3				31,2	7300	498	18	41					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №119В (М9)	1	8760	ЗРА, ФС	7223	3				31,2	8076	826	18	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №120В (М10)	1	8760	ЗРА, ФС	7224	3				31,2	8820	1230	40	22					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №121В (М11)	1	8760	ЗРА, ФС	7225	3				31,2	9523	1524	18	44					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №122В (М12)	1	8760	ЗРА, ФС	7226	3				31,2	10206	1969	43	19					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №123В (М13)	1	8760	ЗРА, ФС	7227	3				31,2	11005	2375	18	42					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №124В (М14)	1	8760	ЗРА, ФС	7228	3				31,2	11625	2686	44	19					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка скважины №125В (М15)	1	8760	ЗРА, ФС	7229	3				31,2	12305	2949	43	20					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Площадка запуска скребка на скважине №125В (М15)	1	8760	ЗРА, ФС	7230	3				31,2	12320	2893	54	29					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,015572		0,49107	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001462		0,0461	2024
003		Площадка дренажной емкости на скважине №125В (М15)	1	8760	ЗРА, ФС	7231	3				31,2	12364	2901	11	13					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,017351		0,54718	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001195		0,03767	2024
003		Площадка блока дозирования химреагентов БДР на скв. №125В (М15)	1	8760	ЗРА, ФС	7232	3				31,2	12310	3006	15	14					1325	Формальдегид	0,055502		1,39992	2024
003			1	8760	ЗРА, ФС	7233	3				31,2	13145	3267	17	45					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,022398		0,70636	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Площадка скважины №126В (М16)																		0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001588		0,05009	2024
003		Линия Е. Площадка скважины F6 (DGA-226V)	1	8760	ЗРА, ФС	7234	3				31,2	3325	4575	43	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины G7 (DGA-215V)	1	8760	ЗРА, ФС	7235	3				31,2	3734	4274	43	18					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины E5 (DGA-234V)	1	8760	ЗРА, ФС	7236	3				31,2	2175	4822	42	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины E4 (DGA-233V)	1	8760	ЗРА, ФС	7237	3				31,2	1487	4435	19	43					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины F4 (DGA-224V)	1	8760	ЗРА, ФС	7238	3				31,2	1686	3810	43	20					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины E6 (DGA-235V)	1	8760	ЗРА, ФС	7239	3				31,2	2949	5272	19	45					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины F5 (DGA-225V)	1	8760	ЗРА, ФС	7240	3				31,2	2594	4222	19	47					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины E3 (DGA-65V)	1	8760	ЗРА, ФС	7241	3				31,2	722	4164	17	40					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6 (DGA-226V)	1	8760	ЗРА, ФС	7246	3				31,2	2220	4800	17	14					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки E5 (DGA-234V)	1	8760	ЗРА, ФС	7247	3				31,2	3368	4554	15	12					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки E4 (DGA-233V)	1	8760	ЗРА, ФС	7248	3				31,2	1462	4391	15	13					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки F4 (DGA-224V)	1	8760	ЗРА, ФС	7249	3				31,2	1708	3862	14	14					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки G7 (DGA-215V)	1	8760	ЗРА, ФС	7250	3				31,2	3669	4299	16	15					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки F5 (DGA-225V)	1	8760	ЗРА, ФС	7251	3				31,2	2622	4284	18	15					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника										
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки E6 (DGA-235V)	1	8760	ЗРА, ФС	7252	3				31,2	3008	5254	11	13					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки E3 (DGA-65V)	1	8760	ЗРА, ФС	7253	3				31,2	786	4164	12	10					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки G5 (DGA-213V)	1	8760	ЗРА, ФС	7254	3				31,2	2601	3474	45	20					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки H5 (DGA-202V)	1	8760	ЗРА, ФС	7255	3				31,2	3090	2853	19	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки I5 (DGA-190V)	1	8760	ЗРА, ФС	7256	3				31,2	3465	2227	40	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки J5 (DGA-173V)	1	8760	ЗРА, ФС	7257	3				31,2	4074	1487	18	40					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,00434	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки WI5 (DGA-183V)	1	8760	ЗРА, ФС	7261	3				31,2	4007	2036	41	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000143		0,00449	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки WG5 (DGA-208)	1	8760	ЗРА, ФС	7262	3				31,2	3233	3333	21	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000141		0,00444	2024
003		Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции	1	8760	ЗРА, ФС	7263	3				31,2	8579	5817	14	38					0416	Углеводороды предельные С6-С10	3,2E-06		0,0001	2024
003		Площадка ФС с металлическим участком коллектора	1	8760	ЗРА, ФС	7264	3				31,2	8625	5782	5	10					0416	Углеводороды предельные С6-С10	1,6E-06		0,00005	2024
003		Площадка ФС с металлическим участком коллектора	1	8760	ЗРА, ФС	7265	3				31,2	8601	5769	5	10					0416	Углеводороды предельные С6-С10	1,6E-06		0,00005	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
003		Площадка колодца подключения выкидной линии скважины 30D-H	1	8760	ЗРА, ФС	7266	3				31,2	5365	3059	11	13					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000136		0,00429	2024
003		Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PSTO4-01	1	8760	ЗРА, ФС	7267	3				31,2	2066	3876	12	13					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000135		0,00424	2024
003		Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PSTO4-02	1	8760	ЗРА, ФС	7268	3				31,2	2201	3873	11	10					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000135		0,00424	2024
003		Площадка камеры приема скребка с PST-01	1	8760	ЗРА, ФС	7269	3				31,2	2119	3845	52	51					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008613		0,27162	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003691		0,11639	2024
003		Площадка скважины H6 (DGA-203V)	1	8760	ЗРА, ФС	7270	3				31,2	3823	3189	20	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины G6 (DGA-214V)	1	8760	ЗРА, ФС	7271	3				31,2	3060	3956	17	41					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка очистных устройств	1	8760	ЗРА, ФС	7272	3				31,2	5880	3920	38	162					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00071		0,02239	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002653		0,08367	2024
003		Площадка колодца трубопроводной обвязки H6 (DGA-203V) и G6 (DGA-214V)	1	8760	ЗРА, ФС	7273	3				31,2	3857	3256	16	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000269		0,00848	2024
003		Площадка БДР хим. реагентов	1	8760	ЗРА, ФС	7274	3				31,2	3763	3191	21	17					0616	Ксилол	0,00935		0,29486	2024
003		Площадка скважины G5 (DGA-213V)	1	8760	ЗРА, ФС	7275	3				31,2	2623	3527	17	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины H5 (DGA-202V)	1	8760	ЗРА, ФС	7276	3				31,2	3147	2834	17	16					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины I5 (DGA-190V)	1	8760	ЗРА, ФС	7277	3				31,2	3485	2285	20	20					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины J5 (DGA-173V)	1	8760	ЗРА, ФС	7278	3				31,2	4100	1552	21	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка скважины WI5 (DGA-183V)	1	8760	ЗРА, ФС	7279	3				31,2	3943	2065	14	13					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,09978	2024
003		Площадка выкидной линии от скв.58В (К15) до точки подключения ТР-001	1	8760	ЗРА, ФС	7280	3				31,2	11641	4279	54	14					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001629		0,05137	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000619		0,01952	2024
003		Площадка выкидной линии от скв.41Г (DGA) до точки подключения ТР-011	1	8760	ЗРА, ФС	7281	3				31,2	6409	1330	181	17					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001534		0,04837	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000583		0,01838	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
003		Площадка выкидной линии от скв.34Г (DGA) до точки подключения ТР-007	1	8760	ЗРА, ФС	7282	3				31,2	5964	2169	15	110					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001536		0,04844	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000584		0,01841	2024
003		Площадка выкидной линии от скв.229В (К17) до точки подключения ТР-005	1	8760	ЗРА, ФС	7283	3				31,2	11719	4411	17	38					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001534		0,04837	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000583		0,01838	2024
003		Линия D. Площадка добывающей скважины DGA-244V (D4)	1	8760	ЗРА, ФС	7284	3				31,2	1181	5251	20	42					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-245V (D5)	1	8760	ЗРА, ФС	7285	3				31,2	1862	5602	17	43					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-246V (D6)	1	8760	ЗРА, ФС	7286	3				31,2	2580	5941	17	46					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-240V (WD4), перевод. в нагнет.	1	8760	ЗРА, ФС	7287	3				31,2	1580	4908	19	43					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-241V (WD5), перевод. в нагнет.	1	8760	ЗРА, ФС	7288	3				31,2	2406	5427	20	43					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-242V (WD6), перевод. в нагнет.	1	8760	ЗРА, ФС	7289	3				31,2	3072	5793	15	18					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-244V (D4)	1	8760	ЗРА, ФС	7290	3				31,2	1127	5268	20	15					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,0043	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-245V (D5)	1	8760	ЗРА, ФС	7291	3				31,2	1834	5548	15	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,0043	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-246V (D6)	1	8760	ЗРА, ФС	7292	3				31,2	2559	5897	14	14					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000138		0,0043	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-240V (WD4)	1	8760	ЗРА, ФС	7293	3				31,2	1644	4896	17	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000143		0,0045	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-241V (WD5)	1	8760	ЗРА, ФС	7294	3				31,2	2346	5441	19	16					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000143		0,0045	2024
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-242V (WD6)	1	8760	ЗРА, ФС	7295	3				31,2	3130	5779	19	42					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000143		0,0045	2024
003		Площадка камеры приема скребка на PST-04	1	8760	ЗРА, ФС	7296	3				31,2	6847	2736	9	9					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,004096		0,1292	2024
003		Площадка камеры приема скребка на PST-04	1	8760	ЗРА, ФС	7297	3				31,2	6847	2725	9	9					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,004229		0,1334	2024
003		Площадка камеры запуска скребка на PST-04	1	8760	ЗРА, ФС	7298	3				31,2	6847	2714	9	9					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003832		0,1208	2024
003		Площадка дренажной емкости и свечи на PST-04	1	8760	ЗРА, ФС	7299	3				31,2	6863	2738	15	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,000018		0,0005676	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000272		0,0086	2024
003		Площадка съемной соединит. секции трубопровода для инспекции	1	8760	ЗРА, ФС	7300	3				31,2	6735	3137	63	12					0416	Углеводороды предельные С6-С10	6,4E-06		0,0002	2024
003		Площадка ФС с металл. участком коллектора	1	8760	ЗРА, ФС	7301	3				31,2	7586	2850	18	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	3,2E-06		0,0001	2024
003		Площадка ФС с металл. участком коллектора	1	8760	ЗРА, ФС	7302	3				31,2	7583	2829	15	16					0416	Углеводороды предельные С6-С10	1,6E-06		0,00005	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-66V (D7)	1	8760	ЗРА, ФС	7303	3				31,2	3309	6287	19	39					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-247V (D8)	1	8760	ЗРА, ФС	7304	3				31,2	3881	6644	19	42					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003164		0,0998	2024
003		Площадка очистных устройств	1	8760	ЗРА, ФС	7305	3				31,2	3848	6589	19	18					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,000018		0,00057	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002653		0,0837	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,000692		0,0218	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
003		Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-66V (D7) и DGA-247V (D8)	1	8760	ЗРА, ФС	7306	3				31,2	3546	6467	73	61					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000269		0,0085	2024
003		Площадка БДР	1	8760	ЗРА, ФС	7307	3				31,2	3582	6520	15	13					0616	Ксилол	0,00935		0,2949	2024
003		Площадка ФС с металлическим участком коллектора	1	8760	ЗРА, ФС	7308	3				31,2	3473	6438	24	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	1,6E-06		0,00005	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-67V(C5)	1	8760	ЗРА, ФС	7309	3				31,2	1489	6276	18	39					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002663		0,084	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-252V(C3)	1	8760	ЗРА, ФС	7310	3				31,2	47	5583	42	14					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002663		0,084	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-254V(BW2)	1	8760	ЗРА, ФС	7311	3				31,2	-660	5920	19	42					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002663		0,084	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-198V	1	8760	ЗРА, ФС	7312	3				31,2	8311	4819	41	16					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,013216		0,41679	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-199V	1	8760	ЗРА, ФС	7313	3				31,2	8947	5133	16	40					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,013216		0,41679	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-200V	1	8760	ЗРА, ФС	7314	3				31,2	9673	5480	16	39					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,013216		0,41679	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-204V	1	8760	ЗРА, ФС	7315	3				31,2	8444	5279	55	18					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,013216		0,41679	2024
003		Площадка добывающей скважины DGA-205V	1	8760	ЗРА, ФС	7316	3				31,2	9130	5642	14	38					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,013216		0,41679	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-236V/E8	1	8760	ЗРА, ФС	7320	2				31,2	5708	6416	19	45					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-237V/E10	1	8760	ЗРА, ФС	7321	2				31,2	5177	6756	19	45					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-238V/E11	1	8760	ЗРА, ФС	7322	2				31,2	6707	6841	19	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-227V/F10	1	8760	ЗРА, ФС	7323	2				31,2	6280	6025	17	48					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
003		Площадка добывающейскважины DGA-228V/F11	1	8760	ЗРА, ФС	7324	2				31,2	6937	6319	48	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-64V/F12	1	8760	ЗРА, ФС	7325	2				31,2	7736	6694	39	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-216V/G11	1	8760	ЗРА, ФС	7326	2				31,2	6941	5536	33	17					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-217V/G12	1	8760	ЗРА, ФС	7327	2				31,2	8042	5891	15	40					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-218V/G13	1	8760	ЗРА, ФС	7328	2				31,2	8754	6333	18	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-232V/WE-10, переводимых в нагнет	1	8760	ЗРА, ФС	7329	2				31,2	6358	6489	45	19					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-221V/WF-11, переводимых в нагнет	1	8760	ЗРА, ФС	7330	2				31,2	7321	5991	19	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-209V/WG-11, переводимых в нагнет	1	8760	ЗРА, ФС	7331	2				31,2	7478	5393	38	16					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка добывающейскважины DGA-210V/WG-12, переводимых в нагнет	1	8760	ЗРА, ФС	7332	2				31,2	8204	6489	19	44					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002538		0,08	2024
003		Площадка колодцев PIT-2	1	8760	ЗРА, ФС	7333	2				31,2	6431	2465	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024
003		Площадка колодцев PIT-5	1	8760	ЗРА, ФС	7334	2				31,2	6450	2453	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024
003		Площадка колодцев PIT-6	1	8760	ЗРА, ФС	7335	2				31,2	6456	2449	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024
003		Площадка колодцев PIT-9	1	8760	ЗРА, ФС	7336	2				31,2	6441	2459	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024
003		Площадка колодцев PIT-11	1	8760	ЗРА, ФС	7337	2				31,2	6461	2445	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
003		Площадка колодцев PIT-12	1	8760	ЗРА, ФС	7338	2				31,2	6466	2442	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024
003		Площадка колодцев PIT-13	1	8760	ЗРА, ФС	7339	2				31,2	6471	2439	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001259		0,03969	2024
003		Площадка колодцев PIT-1	1	8760	ЗРА, ФС	7340	2				31,2	6480	2435	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-3	1	8760	ЗРА, ФС	7341	2				31,2	6489	2431	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-4	1	8760	ЗРА, ФС	7342	2				31,2	6509	2422	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-7	1	8760	ЗРА, ФС	7343	2				31,2	6553	2403	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-8	1	8760	ЗРА, ФС	7344	2				31,2	6517	2419	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-10	1	8760	ЗРА, ФС	7345	2				31,2	6527	2414	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-15	1	8760	ЗРА, ФС	7346	2				31,2	6535	2410	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,001227		0,03868	2024
003		Площадка колодцев PIT-13, врезка линии F-H в линию I	1	8760	ЗРА, ФС	7347	2				31,2	6545	2407	2	2					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000263		0,00828	2024
003		Площадка БДР А-15801	1	8760	ЗРА, ФС	7348	2				31,2	5581	6464	6	3					1052	Метанол	0,004035		0,1273	2024
003		Площадка камеры запуска скребка ЕР-15801	1	8760	ЗРА, ФС	7349	2				31,2	5565	6375	4	3					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002676		0,0844	2024
																				1052	Метанол	0,005298		0,1671	2024
003		Площадка дренажной емкости Т-16601	1	8760	ЗРА, ФС	7350	2				31,2	5612	5740	4	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001732		0,0546	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,002679		0,0845	2024
003		Площадка вытяжной свечи VS-15801	1	8760	ЗРА, ФС	7351	2				31,2	5764	6435	3	3					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001732		0,0546	2024
003		Площадка обслуживания ПК на коллекторах от линий I, J, K, L, M, E/I5 (PST-04)	1	8760	ЗРА, ФС	7352	3				31,2	6320	2770	10	10					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,089169		2,812035	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,033054		1,042386	2024
																				0602	Бензол	1E-07		0,000002	2024
																				0616	Ксилол	2E-08		0,000001	2024
																				0621	Толуол	4E-08		0,000001	2024
003		Насос Р-202А	1	8760	неорганизованный	7353	3				31,2	6123	3298	1	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006		0,047	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0023		0,0178	2024
003		Насос Р-202В	1	8760	неорганизованный	7354	3				31,2	6123	3293	1	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,006		0,047	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0023		0,0178	2024
003		Площадка насосов Р-202А/В	1	8760	неорганизованный	7355	3				31,2	6125	3296	8	4					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0065		0,2056	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0035		0,1101	2024
																				0602	Бензол	0,0017		0,0546	2024
																				0616	Ксилол	0,0017		0,0543	2024
																				0621	Толуол	0,0017		0,0541	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
003		Площадка БДР-10 на скважине ДГА-34	1	8760	неорганизованный	7356	3				31,2	6095	1898	3	3					1052	Метанол	0,0103		0,3255	2024
003		Площадка БДР-10 на PST-01	1	8760	неорганизованный	7357	3				31,2	6216	3270	1	1					1052	Метанол	0,0103		0,3255	2024
Коммерческий узел учета нефти																									
004		Дизельная (резервная) электростанция	1	200	Выхлопная труба	0152	5	0,2	38,77	1,2179983	400	23898	2740							0301	Азота диоксид	0,3563	721,143	0,2312	2024
																				0304	Азота оксид	0,0579	117,188	0,0376	2024
																				0328	Сажа	0,0232	46,956	0,0144	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0557	112,736	0,0362	2024
																				0337	Углерод оксид	0,2876	582,096	0,1878	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	5,6E-07	0,001	0,0000004	2024
																				1325	Формальдегид	0,0056	11,334	0,00362	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1345	272,225	0,0866	2024
004		Топливный бак (диз.топливо)	1	8760	Дыхательный клапан	0153	4	0,315	1,24	0,0966348	31,2	23899	2740							0333	Сероводород	4,88E-06	0,056	4,39E-06	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,001737	20,033	0,0015636	2024
004		Топливный бак (масло)	1	8760	Дыхательный клапан	0154	4	0,315	1,24	0,0966348	31,2	23898	2738							2735	Масло минеральное нефтяное	3,25E-05	0,375	0,0000729	2024
004		Продувочная свеча	1	2	свеча	0402	5	0,03	1,38	0,0009755	31,2	23953	2705							0333	Сероводород	0,000122	138,808	8,745E-07	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,612682	699848,75	0,0044091	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,003432	3920,697	2,47E-05	2024
004		Дизельный генератор ММ3-240	1	71	Выхлопная труба	0403	7	0,2	9,26	0,2909115	400	23951	2726							0301	Азота диоксид	0,1374	1164,336	0,0306	2024
																				0304	Азота оксид	0,0223	188,972	0,005	2024
																				0328	Сажа	0,0117	99,147	0,0027	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0183	155,075	0,004	2024
																				0337	Углерод оксид	0,12	1016,887	0,0267	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	2E-07	0,002	4,9E-08	2024
																				1325	Формальдегид	0,0025	21,185	0,0005	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06	508,444	0,0134	2024
004		Дизельный генератор Genelec GPW210 (резервный)	1	125	Выхлопная труба	0404	5	0,2	25,76	0,8092743	400	23905	2716							0301	Азота диоксид	0,3562	1085,052	0,1402	2024
																				0304	Азота оксид	0,0579	176,374	0,0228	2024
																				0328	Сажа	0,0232	70,672	0,0088	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0557	169,673	0,0219	2024
																				0337	Углерод оксид	0,2876	876,084	0,1139	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	6E-07	0,002	0,0000002	2024
																				1325	Формальдегид	0,0056	17,059	0,0022	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1345	409,712	0,0526	2024
004		Площадка приема скребка	1	8760	ЗРА, ФС	6401	2				31,2	23898	2731	4	12					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,003446		0,10869	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000396		0,01247	2024
004		Площадка узла подключения к магистральному нефтепроводу	1	8760	ЗРА, ФС	6402	2				31,2	23981	2717	18	7					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000402		0,01267	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
004		Площадка дренажной емкости	1	8760	ЗРА, ФС	6403	2				31,2	23959	2710	8	7					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,001714		0,05406	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000389		0,01227	2024
004		Площадка узла учета нефти	1	8760	ЗРА, ФС	6404	2				31,2	23944	2733	5	6					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,013762		0,43398	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,002645		0,08342	2024
004		Межплощадочные трубопроводы	1	8760	ЗРА, ФС	6405	2				31,2	23927	2740	12	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00172		0,05425	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000266		0,00838	2024
004		Площадка прувера	1	8760	ЗРА, ФС	6406	2				31,2	23916	2740	7	5					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00172		0,05425	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000657		0,0207	2024
004		Насосный блок	1	1	неорганизованный	6408	2				31,2	23899	2740	2	2					0333	Сероводород	0,0001		0,0000003	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0194		0,0001	2024
Автозаправочная станция																									
005		Емкость с дизельным топливом	1	8760	дыхат.клапан	0501	5	0,1	0,35	0,0027489	31,2	6008	3507							0333	Сероводород	3,05E-05	12,359	0,000003	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,010858	4401,528	0,00109	2024
005		Емкость с бензином	1	8760	дыхат.клапан	0502	5	0,1	0,35	0,0027489	31,2	6008	3504							0415	Углеводороды предельные С1-С5	2,342325	949477,57	0,3619	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,570451	231236,22	0,08814	2024
																				0501	Пентилены	0,077591	31452,152	0,01199	2024
																				0602	Бензол	0,062073	25161,722	0,00959	2024
																				0616	Ксилол	0,004655	1887,129	0,00072	2024
																				0621	Толуол	0,045003	18242,248	0,00695	2024
																				0627	Этилбензол	0,001552	629,043	0,00024	2024
005		Блок АЗС (дизельное топливо)	1	8760	дыхат.клапан	0503	5	0,1	0,18	0,0014137	31,2	6013	3507							0333	Сероводород	1,52E-05	12,016	0,000003	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,005429	4279,324	0,00109	2024
005		Блок АЗС (бензин)	1	8760	дыхат.клапан	0504	5	0,1	0,18	0,0014137	31,2	6013	3504							0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,171162	923116,26	0,3619	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,285225	224816,18	0,08814	2024
																				0501	Пентилены	0,038796	30578,914	0,01199	2024
																				0602	Бензол	0,031037	24463,131	0,00959	2024
																				0616	Ксилол	0,002328	1834,735	0,00072	2024
																				0621	Толуол	0,022501	17735,77	0,00695	2024
																				0627	Этилбензол	0,000776	611,578	0,00024	2024
005		Раздаточная колонна налива дизтоплива	1	730	неорганизованный	6501	2				31,2	6006	3507	1	2					0333	Сероводород	1,52E-05		0,000009	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,005429		0,00308	2024
005		Раздаточная колонна налива бензина	1	730	неорганизованный	6502	2				31,2	6006	3504	2	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,232802		0,09185	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,300237		0,02237	2024
																				0501	Пентилены	0,040838		0,00304	2024
																				0602	Бензол	0,03267		0,00243	2024
																				0616	Ксилол	0,00245		0,00018	2024
																				0621	Толуол	0,023686		0,00176	2024
																				0627	Этилбензол	0,000817		0,00006	2024
005		Насос дизельного топлива	1	2920	насос	6503	2				31,2	6012	3506	1	1					0333	Сероводород	3,11E-05		0,00033	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01108		0,11647	2024
005		Насос бензина	1	2920	насос	6504	2				31,2	6012	3503	1	1					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,016771		0,1763	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, 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	т/год	
												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
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,004084		0,04294	2024
																				0501	Пентилены	0,000556		0,00584	2024
																				0602	Бензол	0,000444		0,00467	2024
																				0616	Ксилол	3,33E-05		0,00035	2024
																				0621	Толуол	0,000322		0,00339	2024
																				0627	Этилбензол	1,11E-05		0,00012	2024
005		Автостоянка	1	8760	неорганизованный	6505	2				31,2	5999	3524	19	4					0301	Азота диоксид	6,76E-05		0,0002263	2024
																				0304	Азота оксид	1,1E-05		3,677E-05	2024
																				0328	Сажа	6,39E-06		1,869E-05	2024
																				0330	Сера диоксид	1,54E-05		5,024E-05	2024
																				0337	Углерод оксид	0,000563		0,0019692	2024
																				2704	Бензин	8,33E-05		0,0002811	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	2,06E-05		6,592E-05	2024
Морская насосная																									
006		Дизельный генератор Caterpillar 700 (двигатель С18)	1	94	Выхлопная труба	0601	5	0,2	78,37	2,4620662	400	48	-8208							0301	Азота диоксид	1,0838	1085,18	0,32	2024
																				0304	Азота оксид	0,1761	176,324	0,052	2024
																				0328	Сажа	0,0706	70,69	0,02	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1693	169,516	0,05	2024
																				0337	Углерод оксид	0,8749	876,014	0,26	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,7E-06	0,002	0,0000006	2024
																				1325	Формальдегид	0,0169	16,922	0,005	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,4092	409,721	0,12	2024
006		Блок дозирования хим. реагента (БДР)	1	8760	труба	0602	3	0,2	0,22	0,0069115	31,2	154	-8288							1078	Этиленгликоль	0,024728	3986,636	0,77981	2024
																				1325	Формальдегид	0,010598	1708,558	0,3342	2024
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"																									
007		Продувочная свеча	1	5	труба свечи	0701	5	0,05	15,5	0,0304342	31,2	5936	3216							0333	Сероводород	0,005455	199,724	9,819E-05	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	27,50329	1006976,3	0,4950634	2024
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,154079	5641,29	0,0027734	2024
007		Площадка узла подключения газопровода к ЦПС	1	8760	ЗРА, ФС	6701	2				31,2	5936	3204	6	33					0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,008601		0,27124	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний																									
008		Дизельный генератор Caterpillar 3406	1	54	труба	0801	5	0,3	20,02	1,4151304	400	4827	2582							0301	Азота диоксид	0,623	1085,286	0,1066	2024
																				0304	Азота оксид	0,1012	176,294	0,0173	2024
																				0328	Сажа	0,0406	70,726	0,0067	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0973	169,5	0,0167	2024
																				0337	Углерод оксид	0,5029	876,068	0,0866	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,002	0,0000002	2024
																				1325	Формальдегид	0,0097	16,898	0,0017	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,2352	409,726	0,04	2024
008			1	129	труба	0802	5	0,08	57,85	0,2907858	400	4811	2602							0301	Азота диоксид	0,1374	1164,839	0,0561	2024
																				0304	Азота оксид	0,0223	189,053	0,0091	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001А)																		0328	Сажа	0,0117	99,189	0,0049	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0183	155,142	0,0073	2024
																				0337	Углерод оксид	0,12	1017,327	0,0489	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	2E-07	0,002	0,0000001	2024
																				1325	Формальдегид	0,0025	21,194	0,001	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06	508,663	0,0245	2024
008		Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001В)	1	129	труба	0803	5	0,08	57,85	0,2907858	400	4819	2602							0301	Азота диоксид	0,1374	1164,839	0,0561	2024
																				0304	Азота оксид	0,0223	189,053	0,0091	2024
																				0328	Сажа	0,0117	99,189	0,0049	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0183	155,142	0,0073	2024
																				0337	Углерод оксид	0,12	1017,327	0,0489	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	2E-07	0,002	0,0000001	2024
																				1325	Формальдегид	0,0025	21,194	0,001	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06	508,663	0,0245	2024
008		Автостоянка №1	1	8760	неорганизованный	6801	2				31,2	4737	2722	129	11					0301	Азота диоксид	0,000942		0,0034076	2024
																				0304	Азота оксид	0,000153		0,0005537	2024
																				0328	Сажа	9,72E-05		0,0003212	2024
																				0330	Сера диоксид	0,00021		0,0007465	2024
																				0337	Углерод оксид	0,00625		0,0222285	2024
																				2704	Бензин	0,000833		0,0028105	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,000306		0,0010914	2024
008		Автостоянка №2	1	8760	неорганизованный	6802	2				31,2	4898	2721	140	10					0301	Азота диоксид	0,005333		0,0173448	2024
																				0304	Азота оксид	0,000867		0,0028185	2024
																				0328	Сажа	0,000667		0,0023214	2024
																				0330	Сера диоксид	0,001117		0,0039705	2024
																				0337	Углерод оксид	0,012333		0,0441504	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,002		0,0071832	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80																									
009		Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата ПАП-60/80	1	1405	Выхлопная труба	0901	7	0,2	33,94	1,0662565	400	7712	4637							0301	Азота диоксид	0,4694	1085,26	2,0768	2024
																				0304	Азота оксид	0,0763	176,407	0,3375	2024
																				0328	Сажа	0,0306	70,748	0,1298	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0733	169,471	0,3245	2024
																				0337	Углерод оксид	0,3789	876,023	1,6874	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	7E-07	0,002	0,0000036	2024
																				1325	Формальдегид	0,0073	16,878	0,0325	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1772	409,689	0,7788	2024
009		Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	1	1391	Выхлопная труба	0902	3	0,15	36,09	0,6377629	450	7621	4558							0301	Азота диоксид	0,2666	1107,074	1,1683	2024
																				0304	Азота оксид	0,0433	179,806	0,1899	2024
																				0328	Сажа	0,0174	72,255	0,073	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0417	173,162	0,1826	2024
																				0337	Углерод оксид	0,2153	894,047	0,9493	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
																				0703	Бенз/а/пирен	4E-07	0,002	0,000002	2024
																				1325	Формальдегид	0,0042	17,441	0,0183	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1007	418,163	0,4381	2024
009		Дизельный генератор (освещение)	1	386	Выхлопная труба	0903	7	0,2	15,43	0,4847477	400	7749	4555							0301	Азота диоксид	0,2134	1085,253	0,2597	2024
																				0304	Азота оксид	0,0347	176,468	0,0422	2024
																				0328	Сажа	0,0139	70,689	0,0162	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0333	169,348	0,0406	2024
																				0337	Углерод оксид	0,1722	875,729	0,211	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	3E-07	0,002	0,0000004	2024
																				1325	Формальдегид	0,0033	16,782	0,0041	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0806	409,894	0,0974	2024
009		Технологическая емкость	1	8760	неорганизованный	6902	2				31,2	7780	4600	11	11					2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0133		0,4194	2024
009		Топливозаправщик	1	8760	неорганизованный	6903	2				31,2	7780	4620	1	1					0333	Сероводород	0,000035		0,0000212	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0125		0,0075435	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80																									
010		Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата ПАП-60/80	1	1405	Выхлопная труба	1001	7	0,2	33,94	1,0662565	400	2684	4287							0301	Азота диоксид	0,4694	1085,26	2,0768	2024
																				0304	Азота оксид	0,0763	176,407	0,3375	2024
																				0328	Сажа	0,0306	70,748	0,1298	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0733	169,471	0,3245	2024
																				0337	Углерод оксид	0,3789	876,023	1,6874	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	7E-07	0,002	0,0000036	2024
																				1325	Формальдегид	0,0073	16,878	0,0325	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1772	409,689	0,7788	2024
010		Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	1	1391	Выхлопная труба	1002	3	0,15	36,09	0,6377629	450	2615	4227							0301	Азота диоксид	0,2666	1107,074	1,1683	2024
																				0304	Азота оксид	0,0433	179,806	0,1899	2024
																				0328	Сажа	0,0174	72,255	0,073	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0417	173,162	0,1826	2024
																				0337	Углерод оксид	0,2153	894,047	0,9493	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	4E-07	0,002	0,000002	2024
																				1325	Формальдегид	0,0042	17,441	0,0183	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,1007	418,163	0,4381	2024
010		Дизельный генератор (освещение)	1	773	Выхлопная труба	1003	7	0,2	15,43	0,4847477	400	2676	4229							0301	Азота диоксид	0,2134	1085,253	0,5194	2024
																				0304	Азота оксид	0,0347	176,468	0,0844	2024
																				0328	Сажа	0,0139	70,689	0,0325	2024
																				0330	Сера диоксид	0,0333	169,348	0,0812	2024
																				0337	Углерод оксид	0,1722	875,729	0,422	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	3E-07	0,002	0,0000009	2024
																				1325	Формальдегид	0,0033	16,782	0,0081	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0806	409,894	0,1948	2024
010		Технологическая емкость	1	8760	неорганизованный	7002	2				31,2	2696	4262	11	11					2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0133		0,4194	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
010		Топливозаправщик	1	8760	неорганизованный	7003	2				31,2	2696	4282	1	1					0333	Сероводород	0,000035		0,0000228	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0125		0,0081024	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)																									
011		Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1	6765	труба	1101	6,2	1,048	40,84	35,228827	400	6482	3065							0301	Азота диоксид	13,2	1178,865	116,99538	2024
																				0304	Азота оксид	2,145	191,565	36,86935	2024
																				0328	Сажа	0,9167	81,869	1,27813	2024
																				0330	Сера диоксид	2,1389	203,349	48,08342	2024
																				0337	Углерод оксид	11	982,387	144,06982	2024
																				0410	Метан	3,6667	348,599	78,49495	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,99E-05	0,002	0,00003	2024
																				1325	Формальдегид	0,2292	20,469	0,32767	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,5	491,194	2,95935	2024
011		Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1	6765	труба	1102	6,2	1,048	40,84	35,228827	400	6482	3055							0301	Азота диоксид	13,2	1178,865	116,99538	2024
																				0304	Азота оксид	2,145	191,565	36,86935	2024
																				0328	Сажа	0,9167	81,869	1,27813	2024
																				0330	Сера диоксид	2,1389	203,349	48,08342	2024
																				0337	Углерод оксид	11	982,387	144,06982	2024
																				0410	Метан	3,6667	348,599	78,49495	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,99E-05	0,002	0,00003	2024
																				1325	Формальдегид	0,2292	20,469	0,32767	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,5	491,194	2,95935	2024
011		Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1	6765	труба	1103	6,2	1,048	40,84	35,228827	400	6482	3047							0301	Азота диоксид	13,2	1178,865	116,99538	2024
																				0304	Азота оксид	2,145	191,565	36,86935	2024
																				0328	Сажа	0,9167	81,869	1,27813	2024
																				0330	Сера диоксид	2,1389	203,349	48,08342	2024
																				0337	Углерод оксид	11	982,387	144,06982	2024
																				0410	Метан	3,6667	348,599	78,49495	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,99E-05	0,002	0,00003	2024
																				1325	Формальдегид	0,2292	20,469	0,32767	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,5	491,194	2,95935	2024
011		Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1	6765	труба	1104	6,2	1,048	40,84	35,228827	400	6482	3039							0301	Азота диоксид	13,2	1178,865	116,99538	2024
																				0304	Азота оксид	2,145	191,565	36,86935	2024
																				0328	Сажа	0,9167	81,869	1,27813	2024
																				0330	Сера диоксид	2,1389	203,349	48,08342	2024
																				0337	Углерод оксид	11	982,387	144,06982	2024
																				0410	Метан	3,6667	348,599	78,49495	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,99E-05	0,002	0,00003	2024
																				1325	Формальдегид	0,2292	20,469	0,32767	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,5	491,194	2,95935	2024
011		Резервуар хранения дизельного топлива	1	8760	дыхат.клапан	1105	3	0,2	0,05	0,0015708	31,2	6449	3046							0333	Сероводород	1,83E-05	12,977	0,000008	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,006515	4621,604	0,00297	2024
011			1	8760	дыхат.клапан	1106	3	0,2	0,05	0,0015708	31,2	6458	3046							0333	Сероводород	1,83E-05	12,977	0,000008	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
		Резервуар хранения дизельного топлива																		2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,006515	4621,604	0,00297	2024
011		Подземная емкость хранения отработанного масла	1	8760	дыхат.клапан	1107	4,5	0,05	0,28	0,0005498	31,2	6427	3041							2735	Масло минеральное нефтяное	0,000217	439,121	0,00007	2024
011		Подземная емкость хранения отработанного масла	1	8760	дыхат.клапан	1108	4,5	0,05	0,28	0,0005498	31,2	6427	3047							2735	Масло минеральное нефтяное	0,000217	439,121	0,00007	2024
011		Дизельный генератор Caterpillar C15 (Модель 500)	1	46	труба	1109	7	0,2	97,19	3,0533139	400	6429	3068							0301	Азота диоксид	1,344	1085,126	0,1949	2024
																				0304	Азота оксид	0,2184	176,333	0,0317	2024
																				0328	Сажа	0,0875	70,646	0,0122	2024
																				0330	Сера диоксид	0,21	169,551	0,0305	2024
																				0337	Углерод оксид	1,085	876,013	0,1583	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	2,1E-06	0,002	0,0000003	2024
																				1325	Формальдегид	0,021	16,955	0,003	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,5075	409,748	0,0731	2024
011		Установка охлаждения масла	1	8640	дефлектор	1110	2	0,1	0,5	0,003927	31,2	6507	3062							1078	Этиленгликоль	0,005101	1447,399	0,16086	2024
011		Установки охлаждения масла	1	8640	неорганизованный	7102	2				31,2	6509	3051	9	25					1078	Этиленгликоль	0,005101		0,16086	2024
011		Насосная станция подачи дизельного топлива	1	8760	насос, ЗРА, ФС	7105	2				31,2	6457	3065	5	6					0333	Сероводород	4,6E-05		0,00049	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01638		0,17323	2024
011		Площадка слива дизельного топлива	1	8760	неорганизованный	7106	2				31,2	6448	3065	5	6					0333	Сероводород	2,23E-05		0,0007039	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00795		0,2506979	2024
011		Площадка ГТЭС	1	8760	неорганизованный	7107	2				31,2	6488	3052	37	24					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,000143		0,0044949	2024
																				0333	Сероводород	5,05E-06		0,0001591	2024
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,025442		0,8023372	2024
011		Парковка	1	8760	неорганизованный	7108	2				31,2	6490	3127	37	15					0301	Азота диоксид	0,000249		0,0008147	2024
																				0304	Азота оксид	4,04E-05		0,0001324	2024
																				0328	Сажа	2,08E-05		5,293E-05	2024
																				0330	Сера диоксид	5,86E-05		0,0001805	2024
																				0337	Углерод оксид	0,002611		0,0090776	2024
																				2704	Бензин	0,000417		0,0014053	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	6,94E-05		0,0002026	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)																									
012		Резервуар для диз.топлива	1	8760	дыхат.клапан	1201	2	0,1	0,01	0,0000785	31,2	6361	2835							0333	Сероводород	9,6E-07	13,633	0,0000022	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,000342	4855,157	0,00079	2024
012		Дизельный генератор, 400 кВт (резервный)	1	39	труба	1202	3,2	0,6	7,22	2,0414069	450	6363	2851							0301	Азота диоксид	0,8534	1107,13	0,104	2024
																				0304	Азота оксид	0,1387	179,938	0,0169	2024
																				0328	Сажа	0,0556	72,131	0,0065	2024
																				0330	Сера диоксид	0,1333	172,932	0,0163	2024
																				0337	Углерод оксид	0,6889	893,722	0,0845	2024
																				0703	Бенз/а/пирен	1,3E-06	0,002	0,0000002	2024

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности [illegible]	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Кол-во,						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника X1	точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника Y1	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника X2	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
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
																				1325	Формальдегид	0,0133	17,254	0,0016	2024
																				2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,3222	417,996	0,039	2024
012		Межплощадка	1	8760	ЗРА, ФС	8001	2				31,2	6293	2875	34	24					1078	Этиленгликоль	0,016191		0,51061	2024
012		Площадка БДР	1	8760	ЗРА, ФС	8002	2				31,2	6327	2882	11	8					1078	Этиленгликоль	0,009449		0,29799	2024
012		Площадка БДР	1	8760	ЗРА, ФС	8003	2				31,2	6327	2868	11	8					1078	Этиленгликоль	0,009449		0,29799	2024
012		Площадка установки подготовки морской воды	1	8760	ЗРА, ФС	8004	2				31,2	6253	2870	6	12					1078	Этиленгликоль	0,012079		0,38092	2024
012		Площадка установки подготовки пластовой воды	1	8760	ЗРА, ФС	8005	2				31,2	6256	2887	12	5					0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,005033		0,15871	2024
																				1078	Этиленгликоль	0,012079		0,38092	2024

2.8. Характеристика аварийных и залповых выбросов

Согласно рекомендациям по оформлению и содержанию проекта нормативов НДВ данный раздел должен содержать краткое описание возможных аварийных и залповых и возможные уровни загрязнения атмосферы.

К опасным объектам на месторождении Дунга относятся объекты и сооружения, в производственном процессе которых обращаются взрывопожароопасные вещества (попутный газ, пары углеводородов).

Наиболее неблагоприятный вариант аварии, при котором во взрыве участвует наибольшее количество взрывоопасного вещества, является авария.

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 (экологической опасности) включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях эксплуатации и ликвидации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств; промышленных сооружений и оборудования;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;
- опасные и стихийные природные явления (землетрясения, оползни и др.).

К потенциально возможным аварийным ситуациям на промысле можно отнести следующие:

- разлив нефти или дизельного топлива при их транспортировке в автоцистернах и др.случаях;
- неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- выброс попутного газа при неполадках на факеле.

Технологией производства обеспечивается рациональное использование природных ресурсов и исключается возможность необратимых техногенных изменений природной среды, в том числе и в случае возможных аварийных выбросов вредных веществ.

Незапланированные выбросы возможны только в случае возникновения внештатной ситуации, при которой возникает необходимость останова или ремонта оборудования и трубопроводов.

К авариям, которые могут вызвать чрезвычайные ситуации, на территории месторождения относятся:

- нарушение технологического режима, правил техники безопасности, ошибочные действия персонала при проведении профилактического ремонта.
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов, загрязнение окружающей среды;
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов, при появлении источника инициирования - воспламенение истекшего продукта, тепловое воздействие на окружающие объекты и людей, загрязнение атмосферы продуктами горения;
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов с образованием облака газо-воздушной смеси, при появлении источника инициирования - взрыв, воздействие взрывной ударной волны на окружающие объекты и людей.

При возникновении аварийных ситуаций реальную опасность для окружающей среды, объектов и людей, попавших в зону возможных воздействий, представляют случаи загорания истекшего продукта, взрыв облака топливно-воздушной смеси, тепловое воздействие.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы относятся:

- компоновка основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации;
- расположение арматуры на трубопроводах в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;
- оснащение оборудования и трубопроводной арматуры стационарными площадками

обслуживания, лестницами, мостиками, колодцами и пр. в необходимом количестве, а зданий и помещений - выходами и проемами;

– применение высоконадежных средств сигнализации, блокировок, защит;
– обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
– оснащение трубопроводов необходимым количеством воздушников и дренажей для заполнения и опорожнения;
– обеспечение надежного электроснабжения оборудования;
– обеспечение дистанционного управления технологическими объектами из операторной;
– взрывозащищенное исполнение электроприводов и электродвигателей отсечной арматуры и насосов;
– заземление и молниезащита резервуаров, трубопроводов.

Организационно-технические решения, направленные на предотвращение, локализацию, ликвидацию возможных аварий и обеспечение безопасности работников оператора и местного населения при возможных аварийных ситуациях:

– создание аварийно-спасательной службы оператора с соответствующим материально-техническим обеспечением;
– материально-техническое обеспечение спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ;
– определен порядок эвакуации из аварийной зоны и места сбора работников оператора и местного населения;
– предусмотрены:
  - охраняемый периметр территории предприятия, оборудованный контрольно-пропускным пунктом и системой электронного контроля, что гарантирует как от злоумышленного, так и непреднамеренного вмешательства посторонних лиц в работу установок объекта;
  - автономная (на случай ЧС) система аварийной связи и оповещения, - для оперативного информирования работников и населения о возможной опасности;
  - автоматизированная система контроля воздушной среды предприятия на наличие в ней вредных выбросов (сероводород, углеводороды);
  - обеспечение всех работников средствами защиты органов дыхания от вредных выбросов (противогазы).

Вопросы, связанные с возможностью возгорания объектов, проработаны и предусмотрены необходимые средства ликвидации пожаров. Порядок предотвращения возникновения аварий, связанных с возможностью взрывов и возгорания на технологических объектах, объектах инфраструктуры и вспомогательных сооружениях, решен в каждом конкретном случае.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выбросов в атмосферу и сбросов вредных веществ в окружающую среду являются:

– размещение оборудования и трубопроводов с соблюдением требований правил пожарной безопасности (ППБ) и других нормативных документов РК, а так же удобства монтажа и безопасного обслуживания.
– обеспечение прочности и герметичности трубопроводов. Все соединения трубопроводов выполнены на сварке, исключение составляют участки установки фланцевой запорно-регулирующей арматуры.
– контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации.
– высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.
– 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; хранение нефтепродуктов и химикатов в герметичных бочках.
– закладка в обвалование непроницаемого слоя из глины или пластика; оборудование дренажей незагрязненной нефтепродуктами воды с обвалованного участка.
– заземление всех резервуаров и др. емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов, а также технологического оборудования; хранение химикатов в специально оборудованных местах.
– оборудование всех стационарных емкостей запорными устройствами и их своевременная

ревизия.

– оборудование всех трубопроводов обратными клапанами.

– разработка плана действий по предупреждению и ликвидации аварии на объекте; дооборудование резервуаров локальными системами оповещения и сигнализации; подготовка системы управления к функционированию и ликвидации аварии; своевременное диагностирование состояния резервуаров, трубопроводов и запорной арматуры.

– дооборудование трубопровода системами отсечки и поддержание их в постоянной исправности.

– подготовка обслуживающего персонала к действиям в аварийной ситуации.

– подготовка системы управления к функционированию и ликвидации аварии; своевременной диагностирование состояния трубопровода и запорной арматуры.

Вероятность возникновения крупномасштабной аварии исключается мероприятиями по локализации (ликвидации) аварий, проводимыми эксплуатирующей организацией, а также техническими решениями, способствующими реализации мероприятий повышения безопасных условий труда и предотвращению аварийных ситуаций.

Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех планируемых работ на месторождении и планирует взаимодействие с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения, работников месторождения Дунга.

Специалисты Компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы безопасности на нефтепромысле. По результатам этого анализа и имеющихся внутренних требований Компании готовятся руководства, положения и инструкции по безопасному проведению работ, обеспечивающие снижение факторов риска по отношению к безопасности труда и охраны здоровья рабочих, охраны окружающей среды (ТБ, ОТ и ООС).

Разработанные документы по ТБ, ОТ и ООС обязательны к исполнению для всего персонала промысла. Они охватывают весь спектр работ по бурению, обустройству, эксплуатации и ликвидации нефтяного месторождения и сопутствующих объектов. Процедуры ликвидации аварий отражаются так же в Технологическом регламенте технологического оборудования.

Характеристика залповых выбросов приводитсяв таблице 2.9.

Таблица 2.9 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, т/год
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
Свеча продувочная на ППТ-1,6 (Н-401 А)	Сероводород	-	6,23E-05	Не нормируется	2	4,41E-07
	Углеводороды предельные С1-С5	-	0,3138564			0,00222387
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,0017583			1,25E-05
Свеча продувочная на ППТ-1,6 (Н-401 А)	Сероводород	-	6,23E-05	Не нормируется	2	4,41E-07
	Углеводороды предельные С1-С5	-	0,3138564			0,00222387
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,0017583			1,25E-05
Свеча продувочная от печи Н-034-0001А	Сероводород	-	6,23E-05	Не нормируется	2	4,41E-07
	Углеводороды предельные С1-С5	-	0,3138564			0,00222387
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,0017583			1,25E-05
Свеча продувочная от печи Н-034-0001В	Сероводород	-	6,23E-05	Не нормируется	2	4,41E-07
	Углеводороды предельные С1-С5	-	0,3138564			0,00222387
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,0017583			1,25E-05
Продувочная свеча	Сероводород	-	0,0001215	Не нормируется	2	8,75E-07
	Углеводороды предельные С1-С5	-	0,6126817			0,00440907

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов, т/год
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,0034324			2,47E-05
Продувочная свеча	Сероводород	-	0,005455	Не нормируется	5	9,82E-05
	Углеводороды предельные С1-С5	-	27,503286			0,49506344
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,1540791			0,00277345
Линия Е. Вытяжная свеча VS-15701	Углеводороды предельные С1-С5	-	7,7458983	Не нормируется	2	0,0558034
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,328468			0,00236637
Линия D. Вытяжная свеча VS-13401	Углеводороды предельные С1-С5	-	0,077459	Не нормируется	200	0,0558034
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,0032847			0,00236637
Линия D. Вытяжная свеча VS-15601	Углеводороды предельные С1-С5	-	2,5819661	Не нормируется	6	0,0558034
	Углеводороды предельные С6-С10	-	0,1094893			0,00236637
Линия F-H. Вытяжная свеча от VS-15801	Углеводороды предельные С1-С5	-	60,566728	Не нормируется	6	1,30824132
	Углеводороды предельные С6-С10	-	2,5683571			0,05547651

2.9. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Основными источниками загрязнения атмосферы будут являться технологическое оборудование и эксплуатационные скважины.

На 2024 год выявлено всего **529** источника, из них **140** организованных и **389** неорганизованных источников.

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 43 наименований (1 – 4 класса опасности) и 10 групп веществ суммации, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, их качественные и количественные характеристики на 2024 год, от основного производства оператора, приведён в таблице 2.10.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых от источников планируемых работ, согласно материалам РООС к проектам намечаемой деятельности представлен в таблице 2.11.

Все источники в период проектируемых строительных работ – временные. Номера данных источников подлежат ликвидации после завершения строительных и строительно-монтажных работ, для источников на период эксплуатации нумерация присвоена с учетом действующего производства.

В таблице 2.12 приведены группы суммаций загрязняющих веществ.

Таблица 2.10 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от основного производства на 2024 год

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0118	Титан диоксид				0,5		0,00212037037	0,0003664	0,0007328
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,02539746956	0,090175	2,254375
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00074162544	0,0044433	4,4433
0150	Натр едкий				0,01		0,0000786	0,000204	0,0204
0203	Хром шестивалентный			0,0015		1	0,00000462963	0,00000080	0,00053333

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота диоксид		0,2	0,04		2	73,0406921381	500,388105722	12509,7026
0302	Азотная кислота		0,4	0,15		2	0,0015	0,00393	0,0262
0303	Аммиак		0,2	0,04		4	0,0001476	0,00039	0,00975
0304	Азота оксид		0,4	0,06		3	11,8663308239	152,736530979	2545,60885
0316	Соляная кислота		0,2	0,1		2	0,000396	0,00105	0,0105
0322	Серная кислота		0,3	0,1		2	0,0001201	0,0002114	0,002114
0328	Сажа		0,15	0,05		3	7,87369361111	13,4297116282	68,594233
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	10,9401032069	194,094978046	3881,89956
0333	Сероводород		0,008			2	0,00068815023	0,003419194750	0,42739934
0337	Углерод оксид		5	3		4	88,6736380784	667,282066215	222,427355
0342	Фтористый водород		0,02	0,005		2	0,00034714392	0,0033015	0,6603
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00037327304	0,00355	0,11833333
0410	Метан				50		15,84357	321,7242	6,434484
0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		22,8046515995	106,308532779	2,12617066
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		2,86856758396	39,8250186289	1,32750062
0501	Пентилены		1,5			4	0,15777993056	0,03286	0,02190667
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,13119664444	0,804748	8,04748
0616	Ксилол		0,2			3	0,09614002694	2,1815102	10,907551
0621	Толуол		0,6			3	0,23531582194	0,715230	1,19205033
0627	Этилбензол		0,02			3	0,00315559861	0,00066	0,033
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,00010336	0,000139069	139,069
0906	Четыреххлористый углерод		4	0,7		2	0,001479	0,0039	0,00557143
1042	Бутиловый спирт		0,1			3	0,01275	0,00918	0,0918
1052	Метанол		1	0,5		3	0,18271267258	5,47871	10,95742
1061	Этиловый спирт		5			4	0,00501	0,01317	0,002634
1078	Этиленгликоль				1		0,11891701833	3,75017	3,75017
1210	Бутилацетат		0,1			4	0,15361666667	0,110604	1,10604
1240	Этилацетат		0,1			4	0,051	0,03672	0,3672
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	1,44034064033	8,51964	851,964
1401	Ацетон		0,35			4	0,06615488889	0,051265	0,14647314
1555	Уксусная кислота		0,2	0,06		3	0,000576	0,0015	0,025
2704	Бензин		5	1,5		4	0,00435958333	0,008347274	0,00556485
2732	Керосин				1,2		0,00040375	0,001880662	0,00156722
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,00050183333	0,0002883	0,005766
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	28,484208535	122,017348002	122,017348
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,05618	0,09828	0,6552
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%		0,3	0,1		3	0,00037327304	0,00355	0,0355
2930	Пыль абразивная				0,04		0,00742	0,02102	0,5255
	В С Е Г О :						**265,1529**	**2139,7609**	**20599,2757**

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)

Таблица 2.11 Перечень загрязняющих веществ, согласно материалам РООС к проектам намечаемой деятельности

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "_РООС_2024

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,737136	0,514812066	12,870302
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,0265	0,041749434	41,749434
0168	Олово оксид			0,02		3	0,0000525	0,0000378	0,00189
0184	Свинец и его неорг. соединения		0,001	0,0003		1	0,000095635	0,00006885	0,2295
0190	диСурьма триоксид /в пересчете на сурьму			0,02		3	0,000001	0,00000072	0,000036
0203	Хром шестивалентный			0,0015		1	0,009726	0,001407815	0,9385433
0301	Азота диоксид		0,2	0,04		2	5,340978	4,573869716	114,34674
0304	Азота оксид		0,4	0,06		3	0,846022	0,729669597	12,16116
0328	Сажа		0,15	0,05		3	0,380231	0,391635079333	7,8327016
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,786014	0,592890529	11,857811
0337	Углерод оксид		5	3		4	4,826719314	4,323709828671	1,4412366
0342	Фтористый водород		0,02	0,005		2	0,020623	0,02566451	5,132902
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,069171	0,0432824	1,4427467
0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		135,36000389	7,307569254	0,1461514
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		0,06183099	0,888833702	0,0296278
0616	Ксилол		0,2			3	40,359152	1,216895733	6,0844787
0621	Толуол		0,6			3	18,250806	0,889172601	1,4819543
0703	Бенз/а/пирен			1E-06		1	0,0000077804	0,000007346477	7,3464716
1042	Бутиловый спирт		0,1			3	13,590061	0,191253167	1,9125317
1052	Метанол		1	0,5		3	0,01540655	0,210087380	0,4201748
1061	Этиловый спирт		5			4	6,805396	0,103711417	0,0207423
1071	Фенол		0,01	0,003		2	0,000565	0,000004	0,0013333
1119	Этилцеллозольв				0,7		0,185299	0,213812	0,3054464
1210	Бутилацетат		0,1			4	34,886396	0,631589092	6,3158909
1240	Этилацетат		0,1			4	0,017	0,01639	0,1639
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,086515	0,078184599997	7,81846
1401	Ацетон		0,35			4	5,542956	0,521836917	1,4909626
1555	Уксусная кислота		0,2	0,06		3	0,00001084	0,000002744	6	4,574E-05
2752	Уайт-спирит				1		1,914873	0,270983707	0,2709837
2754	Углеводороды предельные С12-С19		1			4	4,6128913	2,174581699	72	2,1745817
2902	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,0208	0,010538947	0,0702597
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%		0,3	0,1		3	78,142048	216,2004558772	2162,0046
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%		0,5	0,15		3	1,38	1,59796	10,653067
2930	Пыль абразивная				0,04		0,0046	0,000461053	0,0115263

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "_РООС_2024

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	В С Е Г О :						**354,2799**	**243,7631**	**2418,7282**
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)									

Таблица 2.12 Таблица групп загрязняющих веществ веществ, обладающих суммацией действия

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
01(03)	0303	Аммиак
	0333	Сероводород
02(04)	0303	Аммиак
	0333	Сероводород
	1325	Формальдегид
03(05)	0303	Аммиак
	1325	Формальдегид
07(31)	0301	Азота диоксид
	0330	Сера диоксид
37(39)	0333	Сероводород
	1325	Формальдегид
41(35)	0330	Сера диоксид
	0342	Фтористый водород
42(28)	0322	Серная кислота
	0330	Сера диоксид
44(30)	0330	Сера диоксид
	0333	Сероводород
46(40)	0302	Азотная кислота
	0316	Соляная кислота
	0322	Серная кислота
59(71)	0342	Фтористый водород
	0344	Фториды неорганические плохо растворимые
Примечание: В колонке 1 указан порядковый номер группы суммации по Приложению 1, к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70		
После него в круглых скобках указывается служебный код групп суммаций, использовавшийся в предыдущих сборках ПК ЭРА.		

2.10. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ

Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам Республики Казахстан. Количество и состав выбросов вредных веществ в атмосферу от источников оператора получены на основании анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами

технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов вредных веществ в атмосферу. В качестве исходных данных использовалась техническая документация, подготовленная заказчиком, а также информация, полученная на основе инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу.

Теоретические расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от всех источников на 2024 год приведены в Приложении 14.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу от технологического оборудования производились на основании методических документов и дополнительной документации:

- Технические характеристики технологического оборудования, паспортные данные;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»;
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2005 г.
- РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005.
- «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выделений)», Астана 2005.
- РНД 211.2.02.06-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)», Астана 2005.
- РНД 211.2.02.05-2004 «Методика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)», Астана 2004.
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспортных предприятий», приказ № 100 МООС РК от «18» 04 2008 года.
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории», Приложение №7 к приказу МОС и ВР РК №221-Ө от 12.06.2014.
- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». МООС РК. РНД. Астана 2008 г.
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.

3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

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

По климатическому районированию территорий район проведения работ относится к 4 климатическому району, подрайона 1V-Г (СНиП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология).

Климат района расположения месторождения Дунга резко континентальный, с жарким продолжительным летом и холодной малоснежной зимой.

Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, особенностями циркуляции атмосферы, близостью Каспийского моря. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических факторов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

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.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов.

Таким образом, совокупность климатических условий территории Тупкараганского района: режим ветра, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ представлены в таблице 3.1 (Приложение 9).

Таблица 3.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

РК, Мангистауская область, 2023 г.

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	31.2
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-1.6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	7.0
СВ	22.0
В	7.0

РК, Мангистауская область, 2023 г.

Наименование характеристик	Величина
ЮВ	26.0
Ю	2.0
ЮЗ	8.0
З	7.0
СЗ	19.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5.5
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

3.2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ и анализ уровня загрязнения атмосферного воздуха

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха при производственной деятельности на месторождении Дунга, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проведено на программном комплексе ЭРА Версия 3.0.392, реализующей основные требования и положения «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» (утверждена приказом Министра ООС и ВР от 12.04.2012 г. №221-Ө).

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Фоновые концентрации были приняты согласно данным с сайта РГП «Казгидромет» https://www.kazhydromet.kz/ru/enquiry (Приложение 9) по показателям рассчитанным на основании данных наблюдений за 2017-2021 годы.

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

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Координаты всех расчетных площадок на ситуационной карте-схеме выбраны относительно основной системы координат.

Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 20000 х 14000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 250 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения площадки.

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ.

Для определения концентраций загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны заданы контрольные расчетные точки.

Анализ результатов расчетов рассеивания выбросов вредных веществ, образующихся при производственной деятельности на месторождении Дунга показал, что концентрация на границе санитарно-защитной зоны не превысила допустимых норм (ниже 1ПДК).

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам по месторождению Дунга на 2024 год представлено в таблице 3.2.

Концентрации загрязняющих веществ в расчетном прямоугольнике, на границе жилой зоны, санитарно-защитной зоны, и по фоновым точкам представлены в таблицах 3.3.-3.4 (лето-зима).

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения представлен в таблице 3.5 (а/б, лето-зима).

Результаты расчетов в виде карт-схем изолиний расчетных концентраций по загрязняющим веществам приведены в Приложении 15.

Таблица 3.2 Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Выброс вещества, г/с (М)	Средневзве-шенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо-димость прове-дения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0118	Титан диоксид			0,5	0,00212037037	2	0,0042	Нет
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		0,02539746956	4,49	0,0635	Нет
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		0,00074162544	3,62	0,0742	Нет
0150	Натр едкий			0,01	0,0000786	3	0,0079	Нет
0203	Хром шестивалентный		0,0015		0,00000462963	2	0,0003	Нет
0304	Азота оксид	0,4	0,06		10,4362308239	6,93	26,0906	Да
0328	Сажа	0,15	0,05		5,23039361111	16,6	2,1025	Да
0337	Углерод оксид	5	3		75,1070380784	13,4	1,1219	Да
0410	Метан			50	12,17687	7,34	0,2435	Да
0415	Углеводороды предельные С1-С5			50	123,148095769	3,85	2,463	Да
0416	Углеводороды предельные С6-С10			30	6,04256882264	3,67	0,2014	Да
0501	Пентилены	1,5			0,15777993056	4,21	0,1052	Да
0602	Бензол	0,3	0,1		0,13119664444	4,31	0,4373	Да
0616	Ксилол	0,2			0,09614002694	2,89	0,4807	Да
0621	Толуол	0,6			0,23531582194	2,94	0,3922	Да
0627	Этилбензол	0,02			0,00315559861	4,21	0,1578	Да
0703	Бенз/а/пирен		0,000001		0,00004618	5,53	4,618	Да
0906	Четыреххлористый углерод	4	0,7		0,001479	3	0,0004	Нет
1042	Бутиловый спирт	0,1			0,01275	2	0,1275	Да
1052	Метанол	1	0,5		0,18271267258	2,93	0,1827	Да
1061	Этиловый спирт	5			0,00501	3	0,001	Нет
1078	Этиленгликоль			1	0,11891701833	2,37	0,1189	Да
1210	Бутилацетат	0,1			0,15361666667	2	1,5362	Да
1240	Этилацетат	0,1			0,051	2	0,51	Да
1401	Ацетон	0,35			0,06615488889	2,03	0,189	Да
1555	Уксусная кислота	0,2	0,06		0,000576	3	0,0029	Нет
2704	Бензин	5	1,5		0,00435958333	2,35	0,0009	Нет
2732	Керосин			1,2	0,00040375	5	0,0003	Нет
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05	0,00050183333	4,44	0,01	Нет
2754	Углеводороды предельные С12-С19	1			11,984208535	5,61	11,9842	Да

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Выброс вещества, г/с (М)	Средневзве-шенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо-димость прове-дения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		0,05618	5	0,1124	Да
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0,3	0,1		0,00037327304	2,52	0,0012	Нет
2930	Пыль абразивная			0,04	0,00742	5	0,1855	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота диоксид	0,2	0,04		48,8405921381	7,15	244,203	Да
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		0,0015	3	0,0038	Нет
0303	Аммиак	0,2	0,04		0,0001476	3	0,0007	Нет
0316	Соляная кислота	0,2	0,1		0,000396	3	0,002	Нет
0322	Серная кислота	0,3	0,1		0,0001201	3,67	0,0004	Нет
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		10,6345032069	5,92	21,269	Да
0333	Сероводород	0,008			0,00651368516	4,69	0,8142	Да
0342	Фтористый водород	0,02	0,005		0,00034714392	2,52	0,0174	Нет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		0,00037327304	2,52	0,0019	Нет
1325	Формальдегид	0,05	0,01		0,78334064033	4,65	15,6668	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле:Сумма(Hi*Mi)/Сумма(Mi), где Hi - фактическая высота ИЗА, Mi - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

Таблица 3.3 Сводная таблица результатов расчетов рассеивания (лето)

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Колич ИЗА
0118	Титан диоксид	0.1515	0.047468	0.000067	0.000004	0.000066	1
0123	Железо (II, III) оксиды	1.8175	0.265820	0.000197	0.000010	0.000191	2
0143	Марганец и его соединения	4.1658	0.478832	0.000256	0.000011	0.000247	2
0150	Натр едкий	0.0571	0.020586	0.000079	0.000007	0.000077	3
0203	Хром шестивалентный	0.0331	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	1
0301	Азота диоксид	16.4848	3.567685	0.398262	0.200000	0.380759	22
0302	Азотная кислота	0.0273	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
0303	Аммиак	0.0054	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
0304	Азота оксид	1.6860	0.441129	0.043857	0.003806	0.037514	20
0316	Соляная кислота	0.0144	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
0322	Серная кислота	0.0019	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
0328	Сажа	3.3661	0.719992	0.028102	0.002853	0.024408	18
0330	Сера диоксид	1.4990	0.418023	0.089052	0.086220	0.087357	20
0333	Сероводород	1.2728	0.084169	0.000491	0.000044	0.000448	20
0337	Углерод оксид	0.8929	0.307396	0.231519	0.225266	0.225908	22
0342	Фтористый водород	0.5260	0.165913	0.000243	0.000017	0.000238	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0.1697	0.018424	0.000007	0.000000	0.000007	2
0410	Метан	0.0144	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	5
0415	Углеводороды предельные С1-С5	1.5274	0.136538	0.000844	0.000110	0.000796	175
0416	Углеводороды предельные С6-С10	0.6604	0.098869	0.000339	0.000038	0.000254	239
0501	Пентилены	0.3399	0.150570	0.000571	0.000074	0.000541	3
0602	Бензол	1.4673	0.602357	0.002332	0.000303	0.002210	13
0616	Ксилол	1.6019	0.212987	0.003718	0.000108	0.000909	12
0621	Толуол	0.5393	0.218339	0.000842	0.000110	0.000798	13
0627	Этилбензол	0.5099	0.225855	0.000857	0.000111	0.000811	3
0703	Бенз/а/пирен	0.8793	0.225356	0.005995	0.000404	0.004758	8

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Колич ИЗА
0906	Четыреххлористый углерод	0.0027	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
1052	Метанол	2.8190	0.357867	0.001881	0.000155	0.001293	16
1061	Этиловый спирт	0.0073	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
1078	Этиленгликоль	3.3586	0.111186	0.001411	0.000136	0.001226	14
1325	Формальдегид	79.2852	7.535055	0.045975	0.003481	0.030513	16
1401	Ацетон	0.0397	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
1555	Уксусная кислота	0.0209	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
2704	Бензин	0.0270	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	8
2732	Керосин	0.0014	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	1
2735	Масло минеральное нефтяное	0.0559	0.036690	0.000066	0.000009	0.000057	4
2754	Углеводороды предельные С12-С19	8.0686	0.309515	0.016321	0.001532	0.013639	39
2902	Взвешенные частицы	0.2653	0.093005	0.000060	0.000003	0.000058	1
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0.1131	0.012283	0.000005	0.000000	0.000005	2
2930	Пыль абразивная	1.6737	0.586815	0.000380	0.000020	0.000368	1
01	0303 + 0333	1.2781	0.084317	0.000497	0.000045	0.000455	23
02	0303 + 0333 + 1325	80.5633	7.535069	0.045975	0.003523	0.030958	39
03	0303 + 1325	79.2905	7.535055	0.045975	0.003482	0.030518	19
07	0301 + 0330	17.9838	3.982677	0.469790	0.273880	0.453435	22
37	0333 + 1325	80.5579	7.535069	0.045975	0.003522	0.030952	36
41	0330 + 0342	2.0250	0.423148	0.089265	0.086225	0.087458	22
42	0322 + 0330	1.5010	0.418050	0.089054	0.086220	0.087359	23
44	0330 + 0333	2.7718	0.427907	0.089391	0.086233	0.087511	38
46	0302 + 0316 + 0322	0.0436	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	3
59	0342 + 0344	0.6957	0.183410	0.000248	0.000017	0.000243	4

Таблица 3.4 Сводная таблица результатов расчетов рассеивания (зима)

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Колич ИЗА
0301	Азота диоксид	21.8290	4.193899	0.410903	0.200000	0.394231	26
0304	Азота оксид	2.0421	0.461806	0.045586	0.004012	0.039319	24
0328	Сажа	3.5186	0.720061	0.028206	0.002859	0.024489	22
0330	Сера диоксид	1.5242	0.418301	0.089158	0.086231	0.087445	24
0337	Углерод оксид	1.0005	0.307900	0.231697	0.225295	0.226019	26
0410	Метан	0.0192	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	9
07	0301 + 0330	23.3531	4.538676	0.482434	0.276096	0.467020	26
41	0330 + 0342	2.0957	0.423560	0.089281	0.086235	0.087470	26
42	0322 + 0330	1.5257	0.418325	0.089160	0.086231	0.087447	27
44	0330 + 0333	3.6835	0.428885	0.089522	0.086242	0.087562	42

Примечания:
1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДКмр(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. "Звездочка" (*) в графе "ПДКсс" означает, что соответствующее значение взято как ПДКмр/10.
5. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек) и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр.

Таблица 3.5.а Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения (лето)

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			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :									
0301	Азота диоксид	0.2/ 0.04 вклад п/п=0.0%	0.398262(0.347162)/ 0.079653(0.069432) вклад п/п=87.2%	2293/ -15747	3158/ -285	1104		44.5	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1103		17.3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102		17.2	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						0131	100		Сварочный цех
0330	Сера диоксид	0.08622(0.00032)/ 0.04311(0.00016) вклад п/п= 0.4%	0.089052(0.040152)/ 0.044526(0.020076) вклад п/п=45.1%	2293/ -15747	3812/ -740	1103	14.8	25.5	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102	14.8	25.5	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1101	14.7	25.4	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
0337	Углерод оксид	0.225266(0.000166)/ 1.12633(0.00083) вклад п/п=0.0%	0.231519(0.015819)/ 1.157593(0.079093) вклад п/п= 6.8%	2293/ -15747	3730/ -683	1104	14.6	33.3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1103		19.6	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102		19.5	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						0902	14.1		Дизельный двигатель цементировочного агрегата
						0202	13		Факел НД
Г р у п п ы с у м м а ц и и :									
07(31) 0301 0330	Азота диоксид Сера диоксид	0.27388(0.00488) вклад п/п= 1.8%	0.46979(0.38629) вклад п/п=82.2%	2293/ -15747	3158/ -285	1104		42.2	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1103		18.1	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102		18.1	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1002	26.3		Дизельный двигатель цементировочного

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			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0902	25.4		агрегата Дизельный двигатель цементировочного агрегата
						1001	19		Дизельный генератор подъемного агрегата
41(35) 0330 0342	Сера диоксид Фтористый водород	0.086225(0.000325) вклад п/п= 0.4%	0.089265(0.040365) вклад п/п=45.2%	2293/ -15747	3812/ -740	1103	14.5	25.4	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102	14.5	25.3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1101	14.5	25.3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
42(28) 0322 0330	Серная кислота Сера диоксид	0.08622(0.00032) вклад п/п= 0.4%	0.089054(0.040154) вклад п/п=45.1%	2293/ -15747	3812/ -740	1103	14.8	25.5	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102	14.8	25.5	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1101	14.7	25.4	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
44(30) 0330 0333	Сера диоксид Сероводород	0.086233(0.000333) вклад п/п= 0.4%	0.089391(0.040591) вклад п/п=45.4%	2293/ -15747	3812/ -740	1103	14.2	25.2	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1102	14.2	25.2	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
						1101	14.2	25.1	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)

Таблица 3.5.б Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения (зима)

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			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :									
0301	Азота диоксид	0.2/ 0.04 вклад п/п=0.0%	0.410903(0.368103)/ 0.082181(0.073621) вклад п/п=89.6%	2293/ -15747	3158/ -285	1104 1103 1102 0108	 100	42 16.3 16.2 	"Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)" Печь ППТ-1, 6 (Н-401А)
0330	Сера диоксид	0.086231(0.000331)/ 0.043115(0.000165) вклад п/п= 0.4%	0.089158(0.040258)/ 0.044579(0.020129) вклад п/п=45.2%	2293/ -15747	3812/ -740	1103 1102 1101	14.3 14.3 14.2	25.4 25.4 25.3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
0337	Углерод оксид	0.225295(0.000195)/ 1.126476(0.000976) вклад п/п=0.0%	0.231697(0.016097)/ 1.158485(0.080484) вклад п/п= 6.9%	2293/ -15747	3730/ -683	1104 1103 1102 0902 1002 0901	 20.3 18.7 14.3	32.7 19.2 19.2 	"Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)" Дизельный двигатель цементировочного агрегата Дизельный двигатель цементировочного агрегата Дизельный генератор подъемного агрегата
Г р у п п ы с у м м а ц и и :									
07(31) 0301 0330	Азота диоксид Сера диоксид	0.276096(0.008496) вклад п/п= 3.1%	0.482434(0.407334) вклад п/п=84.4%	2293/ -15747	3158/ -285	1104 1103 1102	 	40 17.2 17.1	"Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60

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			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							Ж3	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
						0108 0111 0901	20.9 19.4 12.5		(ГТЭС)" Печь ППТ-1, 6 (Н-401А) Печь ППТ-1, 6 (Н-401В) Дизельный генератор подъемного агрегата
41(35) 0330 0342	Сера диоксид Фтористый водород	0.086235(0.000335) вклад п/п= 0.4%	0.089281(0.040481) вклад п/п=45.3%	2293/ -15747	3812/ -740	1103 1102 1101	14.1 14.1 14.1	25.3 25.3 25.2	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
42(28) 0322 0330	Серная кислота Сера диоксид	0.086231(0.000331) вклад п/п= 0.4%	0.08916(0.04026) вклад п/п=45.2%	2293/ -15747	3812/ -740	1103 1102 1101	14.3 14.3 14.2	25.4 25.4 25.3	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
44(30) 0330 0333	Сера диоксид Сероводород	0.086242(0.000342) вклад п/п= 0.4%	0.089522(0.040722) вклад п/п=45.5%	2293/ -15747	3812/ -740	1103 1102 1101	13.8 13.8 13.8	25.2 25.1 25	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)

3.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

На нормируемый год выбросы на объектах месторождения Дунга на 2024 г. предлагается всего от **529** источника, из них **140** организованных и **389** неорганизованных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Общее количество выбросов на нормируемый период (2024 год), от источников месторождения Дунга составляет **2139.7609 *тонн*** загрязняющих веществ, в том числе:

- по организованным источникам – ***2017.3951 тонн*;**
- по неорганизованным источникам – ***122.36587 тонн*.**

Результаты расчетов рассеивания приземных концентраций, создаваемых источниками по всем ингредиентам, показывают, что максимальная концентрация в приземном слое на границах жилой зоны и санитарно-защитной зоны не превышают ПДК, следовательно, расчетные значения выбросов загрязняющих веществ, можно принять в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (НДВ) для объектов месторождения Дунга.

Общее количество выбросов на нормируемый период (2024 год), от источников услуг и работ необходимых для текущей деятельности предприятия (по РООС к намечаемой деятельности) составляет **243.7631 *тонн*** загрязняющих веществ, в том числе:

- по организованным источникам – ***13.4953 тонн*;**
- по неорганизованным источникам – ***230.2678 тонн*.**

Выбросы, предлагаемые в качестве нормативов НДВ по каждому источнику и ингредиенту для объектов месторождения Дунга на 2024 год., представлены в таблице 3.6-3.7.

Таблица 3.6 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту на 2024 г.

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0118) Титан диоксид								
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6127	0,00212	0,0001832	0,00212037037	0,0003664	0,00212037037	0,0003664	2024
Итого:		0,00212	0,0001832	0,00212037037	0,0003664	0,00212037037	0,0003664	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00212	0,0001832	0,00212037037	0,0003664	0,00212037037	0,0003664	2024
(0123) Железо (II, III) оксиды								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0131	0,0211	0,0225	0,0211	0,045	0,0211	0,045	2024
Итого:		0,0211	0,0225	0,0211	0,045	0,0211	0,045	2024
Неорганизованные источники								
	6127	0,0043	0,045175	0,00429746956	0,045175	0,00429746956	0,045175	2024
Итого:		0,0043	0,045175	0,00429746956	0,045175	0,00429746956	0,045175	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,0254	0,067675	0,02539746956	0,090175	0,02539746956	0,090175	2024
(0143) Марганец и его соединения								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0131	0,0004	0,0005	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2024
Итого:		0,0004	0,0005	0,0004	0,0009	0,0004	0,0009	2024
Неорганизованные источники								

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6127	0,00034	0,0035429	0,00034162544	0,0035433	0,00034162544	0,0035433	2024
Итого:		0,00034	0,0035429	0,00034162544	0,0035433	0,00034162544	0,0035433	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00074	0,0040429	0,00074162544	0,0044433	0,00074162544	0,0044433	2024
(0150) Натр едкий								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,0000262	0,000034	0,0000262	0,000068	0,0000262	0,000068	2024
	0117	0,0000262	0,000034	0,0000262	0,000068	0,0000262	0,000068	2024
	0118	0,0000262	0,000034	0,0000262	0,000068	0,0000262	0,000068	2024
Итого:		0,0000786	0,000102	0,0000786	0,000204	0,0000786	0,000204	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,0000786	0,000102	0,0000786	0,000204	0,0000786	0,000204	2024
(0203) Хром шестивалентный								
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								
Центральный пункт сбора нефти	6127	0,000005	0,0000004	0,00000462963	0,0000008	0,00000462963	0,0000008	2024
Итого:		0,000005	0,0000004	0,00000462963	0,0000008	0,00000462963	0,0000008	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,000005	0,0000004	0,00000462963	0,0000008	0,00000462963	0,0000008	2024
(0301) Азота диоксид								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,77867	0,12832	0,7786	0,256	0,7786	0,256	2024
	0102	0,42667	0,08064	0,4266	0,1606	0,4266	0,1606	2024
	0103	0,77653	0,13328	0,7766	0,2659	0,7766	0,2659	2024
	0104	0,77653	0,13328	0,7766	0,2659	0,7766	0,2659	2024
	0108	0,1597	0,3184	0,3966	1,3925	0,3966	1,3925	2024
	0111	0,1597	0,3184	0,3642	1,3044	0,3642	1,3044	2024
	0112	0,0261	0,0517	-	-	-	-	2024
	0114	0,0261	0,0517	-	-	-	-	2024
	0131	0,0126	0,014	0,0126	0,0279	0,0126	0,0279	2024
	0134	0,512	0,104	0,512	0,2077	0,512	0,2077	2024
	0135	0,13733	0,04197	0,1374	0,0839	0,1374	0,0839	2024
	0136	0,13733	0,04197	0,1374	0,0839	0,1374	0,0839	2024
	0137	0,73244	0,15377	0,6826	0,2854	0,6826	0,2854	2024
	0138	0,00038	0,00021	0,00037777778	0,00021216	0,00037777778	0,00021216	2024
	0140	0,00094	0,0027204752	0,00093648889	0,0027560104	0,00093648889	0,0027560104	2024
	0141	0,93867	0,03904	0,9386	0,0909	0,9386	0,0909	2024
	0142	0,071	0,4082	0,2399	7,2576	0,2399	7,2576	2024
	0143	0,071	0,4082	0,149	2,268	0,149	2,268	2024
	0146	-	-	0,9386	0,0778	0,9386	0,0778	2024
	0149	-	-	0,768	0,4134	0,768	0,4134	2024
	0401	0,42667	0,08064	0,4266	0,161	0,4266	0,161	2024
Установка подготовки газа	0201	4,0112	4,4395	3,0439	6,7818	3,0439	6,7818	2024
	0202	1,0169	1,3295	0,7818	2,3405	0,7818	2,3405	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0204	0,23467	0,01952	0,2346	0,039	0,2346	0,039	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,77867	0,0456	0,7786	0,0909	0,7786	0,0909	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,3563	0,2312	0,3563	0,2312	2024
	0403	0,13733	0,01531	0,1374	0,0306	0,1374	0,0306	2024
	0404	0,35627	0,07024	0,3562	0,1402	0,3562	0,1402	2024
Морская насосная	0601	1,08373	0,16032	1,0838	0,32	1,0838	0,32	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,62293	0,05328	0,623	0,1066	0,623	0,1066	2024
	0802	0,13733	0,028035	0,1374	0,0561	0,1374	0,0561	2024
	0803	0,13733	0,028035	0,1374	0,0561	0,1374	0,0561	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,46933	1,04096	0,4694	2,0768	0,4694	2,0768	2024
	0902	0,26667	0,5856	0,2666	1,1683	0,2666	1,1683	2024
	0903	0,21333	0,26032	0,2134	0,2597	0,2134	0,2597	2024
	1001	0,46933	1,04096	0,4694	2,0768	0,4694	2,0768	2024
	1002	0,26667	0,5856	0,2666	1,1683	0,2666	1,1683	2024
	1003	0,21333	0,26032	0,2134	0,5194	0,2134	0,5194	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	13,2	57,62556	13,2	116,99538	13,2	116,99538	2024
	1102	13,2	57,62556	13,2	116,99538	13,2	116,99538	2024
	1103	13,2	57,62556	13,2	116,99538	13,2	116,99538	2024
	1104	13,2	57,62556	13,2	116,99538	13,2	116,99538	2024
	1109	1,344	0,0976	1,344	0,1949	1,344	0,1949	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,8533	0,052	0,8534	0,104	0,8534	0,104	2024
Итого:		71,58268	243,125380475	73,0298142667	500,34848817	73,0298142667	500,34848817	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6127	0,00276	0,0122436	0,00276176027	0,0157122	0,00276176027	0,0157122	2024
	6129	0,00024	0,000438876	0,00023822222	0,000877752	0,00023822222	0,000877752	2024
	6135	0,00093	0,000343	0,000933	0,000343	0,000933	0,000343	2024
	6136	0,000104	0,0000765	0,000104	0,0000765	0,000104	0,0000765	2024
	6139	0,00025	0,00040734	0,00024888889	0,00081468	0,00024888889	0,00081468	2024
Автозаправочная станция	6505	0,00007	0,00011315	0,00006755556	0,0002263	0,00006755556	0,0002263	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,00094	0,001705	0,00094222222	0,00340764	0,00094222222	0,00340764	2024
	6802	0,00533	0,00867	0,00533333333	0,0173448	0,00533333333	0,0173448	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7108	0,00025	0,00041	0,00024888889	0,00081468	0,00024888889	0,00081468	2024
Итого:		0,010874	0,024407466	0,01087787139	0,039617552	0,01087787139	0,039617552	2024
Всего по загрязняющему веществу:		71,593554	243,149787941	73,0406921381	500,388105722	73,0406921381	500,388105722	2024
(0302) Азотная кислота								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,0005	0,00066	0,0005	0,00131	0,0005	0,00131	2024
	0117	0,0005	0,00066	0,0005	0,00131	0,0005	0,00131	2024
	0118	0,0005	0,00066	0,0005	0,00131	0,0005	0,00131	2024
Итого:		0,0015	0,00198	0,0015	0,00393	0,0015	0,00393	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,0015	0,00198	0,0015	0,00393	0,0015	0,00393	2024
(0303) Аммиак								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,0000492	0,00006	0,0000492	0,00013	0,0000492	0,00013	2024
	0117	0,0000492	0,00006	0,0000492	0,00013	0,0000492	0,00013	2024
	0118	0,0000492	0,00006	0,0000492	0,00013	0,0000492	0,00013	2024
Итого:		0,0001476	0,00018	0,0001476	0,00039	0,0001476	0,00039	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,0001476	0,00018	0,0001476	0,00039	0,0001476	0,00039	2024
(0304) Азота оксид								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,12653	0,02085	0,1265	0,0416	0,1265	0,0416	2024
	0102	0,06933	0,013105	0,0693	0,0261	0,0693	0,0261	2024
	0103	0,12619	0,02166	0,1262	0,0432	0,1262	0,0432	2024
	0104	0,12619	0,02166	0,1262	0,0432	0,1262	0,0432	2024
	0108	0,026	0,0517	0,0644	0,2263	0,0644	0,2263	2024
	0111	0,026	0,0517	0,0592	0,212	0,0592	0,212	2024
	0112	0,0042	0,0084	-	-	-	-	2024
	0114	0,0042	0,0084	-	-	-	-	2024
	0134	0,0832	0,0169	0,0832	0,0337	0,0832	0,0337	2024
	0135	0,02232	0,00682	0,0223	0,0136	0,0223	0,0136	2024
	0136	0,02232	0,00682	0,0223	0,0136	0,0223	0,0136	2024
	0137	0,11902	0,024985	0,1109	0,0464	0,1109	0,0464	2024
	0138	0,00006	0,00003	0,00006138889	0,000034476	0,00006138889	0,000034476	2024
	0140	0,00015	0,00044207722	0,00015217944	0,00044785169	0,00015217944	0,00044785169	2024
	0141	0,15253	0,006345	0,1525	0,0148	0,1525	0,0148	2024
	0142	0,0115	0,0663	0,039	1,1794	0,039	1,1794	2024
	0143	0,0115	0,0663	0,0242	0,3686	0,0242	0,3686	2024
	0146	-	-	0,1525	0,0126	0,1525	0,0126	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0149	-	-	0,1248	0,0672	0,1248	0,0672	2024
	0401	0,06933	0,013105	0,0693	0,0262	0,0693	0,0262	2024
Установка подготовки газа	0201	0,65186	0,7214	0,4946	1,102	0,4946	1,102	2024
	0202	0,16533	0,216	0,1271	0,3802	0,1271	0,3802	2024
	0204	0,03813	0,00317	0,0381	0,0063	0,0381	0,0063	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,12653	0,00741	0,1265	0,0148	0,1265	0,0148	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,0579	0,0376	0,0579	0,0376	2024
	0403	0,02232	0,00249	0,0223	0,005	0,0223	0,005	2024
	0404	0,05789	0,011415	0,0579	0,0228	0,0579	0,0228	2024
Морская насосная	0601	0,17611	0,02605	0,1761	0,052	0,1761	0,052	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,10123	0,00866	0,1012	0,0173	0,1012	0,0173	2024
	0802	0,02232	0,004555	0,0223	0,0091	0,0223	0,0091	2024
	0803	0,02232	0,004555	0,0223	0,0091	0,0223	0,0091	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,07627	0,169155	0,0763	0,3375	0,0763	0,3375	2024
	0902	0,04333	0,09516	0,0433	0,1899	0,0433	0,1899	2024
	0903	0,03467	0,0423	0,0347	0,0422	0,0347	0,0422	2024
	1001	0,07627	0,169155	0,0763	0,3375	0,0763	0,3375	2024
	1002	0,04333	0,09516	0,0433	0,1899	0,0433	0,1899	2024
	1003	0,03467	0,0423	0,0347	0,0844	0,0347	0,0844	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	2,145	17,57135	2,145	36,86935	2,145	36,86935	2024
	1102	2,145	17,57135	2,145	36,86935	2,145	36,86935	2024
	1103	2,145	17,57135	2,145	36,86935	2,145	36,86935	2024
	1104	2,145	17,57135	2,145	36,86935	2,145	36,86935	2024
	1109	0,2184	0,01586	0,2184	0,0317	0,2184	0,0317	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,1387	0,00845	0,1387	0,0169	0,1387	0,0169	2024
Итого:		11,63025	72,3341670772	11,8650135683	152,732582328	11,8650135683	152,732582328	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6129	0,00004	0,00007131735	0,00003871111	0,0001426347	0,00003871111	0,0001426347	2024
	6135	0,00015	0,0000557	0,00015	0,0000557	0,00015	0,0000557	2024
	6136	0,0000169	0,0000765	0,0000169	0,0000765	0,0000169	0,0000765	2024
	6139	0,00004	0,00006619275	0,00004044444	0,0001323855	0,00004044444	0,0001323855	2024
Автозаправочная станция	6505	0,00001	0,00001838688	0,00001097778	0,0000367737 5	0,00001097778	0,0000367737 5	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,00015	0,000275	0,00015311111	0,0005537415	0,00015311111	0,0005537415	2024
	6802	0,00087	0,00141	0,00086666667	0,00281853	0,00086666667	0,00281853	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7108	0,00004	0,00007	0,00004044444	0,0001323855	0,00004044444	0,0001323855	2024
Итого:		0,0013169	0,00204309698	0,00131725556	0,00394865095	0,00131725556	0,00394865095	2024
Всего по загрязняющему веществу:		11,6315669	72,3362101742	11,8663308239	152,736530979	11,8663308239	152,736530979	2024
(0316) Соляная кислота								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,000132	0,00017	0,000132	0,00035	0,000132	0,00035	2024
	0117	0,000132	0,00017	0,000132	0,00035	0,000132	0,00035	2024
	0118	0,000132	0,00017	0,000132	0,00035	0,000132	0,00035	2024
Итого:		0,000396	0,00051	0,000396	0,00105	0,000396	0,00105	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,000396	0,00051	0,000396	0,00105	0,000396	0,00105	2024
(0322) Серная кислота								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,0000267	0,000035	0,0000267	0,00007	0,0000267	0,00007	2024
	0117	0,0000267	0,000035	0,0000267	0,00007	0,0000267	0,00007	2024
	0118	0,0000267	0,000035	0,0000267	0,00007	0,0000267	0,00007	2024
	0130	0,00004	0,0000007	0,00004	0,0000014	0,00004	0,0000014	2024
Итого:		0,0001201	0,0001057	0,0001201	0,0002114	0,0001201	0,0002114	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,0001201	0,0001057	0,0001201	0,0002114	0,0001201	0,0002114	2024
(0328) Сажа								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,05069	0,00802	0,0507	0,016	0,0507	0,016	2024
	0102	0,02778	0,00504	0,0278	0,01	0,0278	0,01	2024
	0103	0,05056	0,00833	0,0506	0,0166	0,0506	0,0166	2024
	0104	0,05056	0,00833	0,0506	0,0166	0,0506	0,0166	2024
	0108	0,0029	0,0013	0,0029	0,0025	0,0029	0,0025	2024
	0111	0,0029	0,0013	0,0029	0,0025	0,0029	0,0025	2024
	0112	0,0004	0,0003	-	-	-	-	2024
	0114	0,0004	0,0003	-	-	-	-	2024
	0134	0,03333	0,0065	0,0333	0,013	0,0333	0,013	2024
	0135	0,01167	0,00366	0,0117	0,0073	0,0117	0,0073	2024
	0136	0,01167	0,00366	0,0117	0,0073	0,0117	0,0073	2024
	0137	0,06222	0,01341	0,0444	0,0178	0,0444	0,0178	2024
	0140	0,00003	0,000136875	0,00002805556	0,000136875	0,00002805556	0,000136875	2024
	0141	0,06111	0,00244	0,0611	0,0057	0,0611	0,0057	2024
	0142	0,0029	0,0032	0,0029	0,0063	0,0029	0,0063	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0143	0,0029	0,0032	0,0029	0,0063	0,0029	0,0063	2024
	0146	-	-	0,0611	0,0049	0,0611	0,0049	2024
	0149	-	-	0,05	0,0258	0,05	0,0258	2024
	0401	0,02778	0,00504	0,0278	0,0101	0,0278	0,0101	2024
Установка подготовки газа	0201	3,3427	3,6996	2,5366	5,6516	2,5366	5,6516	2024
	0202	0,84746	1,108	0,6514	1,9504	0,6514	1,9504	2024
	0204	0,01528	0,00122	0,0153	0,0024	0,0153	0,0024	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,05069	0,00285	0,0507	0,0057	0,0507	0,0057	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,0232	0,0144	0,0232	0,0144	2024
	0403	0,01167	0,001335	0,0117	0,0027	0,0117	0,0027	2024
	0404	0,02319	0,00439	0,0232	0,0088	0,0232	0,0088	2024
Морская насосная	0601	0,07056	0,01002	0,0706	0,02	0,0706	0,02	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,04056	0,00333	0,0406	0,0067	0,0406	0,0067	2024
	0802	0,01167	0,002445	0,0117	0,0049	0,0117	0,0049	2024
	0803	0,01167	0,002445	0,0117	0,0049	0,0117	0,0049	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,03056	0,06506	0,0306	0,1298	0,0306	0,1298	2024
	0902	0,01736	0,0366	0,0174	0,073	0,0174	0,073	2024
	0903	0,01389	0,01627	0,0139	0,0162	0,0139	0,0162	2024
	1001	0,03056	0,06506	0,0306	0,1298	0,0306	0,1298	2024
	1002	0,01736	0,0366	0,0174	0,073	0,0174	0,073	2024
	1003	0,01389	0,01627	0,0139	0,0325	0,0139	0,0325	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	0,9167	0,85523	0,9167	1,27813	0,9167	1,27813	2024
	1102	0,9167	0,85523	0,9167	1,27813	0,9167	1,27813	2024
	1103	0,9167	0,85523	0,9167	1,27813	0,9167	1,27813	2024
	1104	0,9167	0,85523	0,9167	1,27813	0,9167	1,27813	2024
	1109	0,0875	0,0061	0,0875	0,0122	0,0875	0,0122	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,0556	0,00325	0,0556	0,0065	0,0556	0,0065	2024
Итого:		8,75877	8,575931875	7,87282805556	13,426856875	7,87282805556	13,426856875	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6129	0,00002	0,0000385075	0,00002361111	0,000077015	0,00002361111	0,000077015	2024
	6135	0,00003	0,0000106	0,00003	0,0000106	0,00003	0,0000106	2024
	6139	0,00002	0,0000264625	0,00002083333	0,000052925	0,00002083333	0,000052925	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Автозаправочная станция	6505	0,00001	0,000009344	0,00000638889	0,000018688	0,00000638889	0,000018688	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,0001	0,00016	0,00009722222	0,0003212	0,00009722222	0,0003212	2024
	6802	0,00067	0,00116	0,00066666667	0,0023214	0,00066666667	0,0023214	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7108	0,00002	0,00003	0,00002083333	0,000052925	0,00002083333	0,000052925	2024
Итого:		0,00087	0,001434914	0,00086555556	0,002854753	0,00086555556	0,002854753	2024
Всего по загрязняющему веществу:		8,75964	8,577366789	7,87369361111	13,4297116 28	7,87369361111	13,4297116 28	2024
(0330) Сера диоксид								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,12167	0,02005	0,1217	0,04	0,1217	0,04	2024
	0102	0,06667	0,0126	0,0667	0,0251	0,0667	0,0251	2024
	0103	0,12133	0,020825	0,1213	0,0416	0,1213	0,0416	2024
	0104	0,12133	0,020825	0,1213	0,0416	0,1213	0,0416	2024
	0108	0,0039	0,0017	0,0039	0,004	0,0039	0,004	2024
	0111	0,0039	0,0017	0,0039	0,004	0,0039	0,004	2024
	0112	0,0006	0,0005	-	-	-	-	2024
	0114	0,0006	0,0005	-	-	-	-	2024
	0134	0,08	0,0163	0,08	0,0325	0,08	0,0325	2024
	0135	0,01833	0,00555	0,0183	0,011	0,0183	0,011	2024
	0136	0,01833	0,00555	0,0183	0,011	0,0183	0,011	2024
	0137	0,09778	0,020115	0,1067	0,0446	0,1067	0,0446	2024
	0138	0,00005	0,00003	0,00005458333	0,000030654	0,00005458333	0,000030654	2024
	0140	0,00016	0,00048889001	0,00015523472	0,00049406378	0,00015523472	0,00049406378	2024
	0141	0,14667	0,0061	0,1467	0,0142	0,1467	0,0142	2024
	0142	0,0039	0,0042	0,0039	0,0164	0,0039	0,0164	2024
	0143	0,0039	0,0042	0,0039	0,0125	0,0039	0,0125	2024
	0146	-	-	0,1467	0,0122	0,1467	0,0122	2024
	0149	-	-	0,12	0,0646	0,12	0,0646	2024
	0401	0,06667	0,0126	0,0667	0,0252	0,0667	0,0252	2024
Установка подготовки газа	0201	0,0313	0,3839	0,0011386	0,00567	0,0011386	0,00567	2024
	0202	0,01448	0,20029	0,0003284	0,002735	0,0003284	0,002735	2024
	0204	0,03667	0,00305	0,0367	0,0061	0,0367	0,0061	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,12167	0,00713	0,1217	0,0142	0,1217	0,0142	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,0557	0,0362	0,0557	0,0362	2024
	0403	0,01833	0,002005	0,0183	0,004	0,0183	0,004	2024
	0404	0,05567	0,010975	0,0557	0,0219	0,0557	0,0219	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Морская насосная	0601	0,16933	0,02505	0,1693	0,05	0,1693	0,05	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,09733	0,008325	0,0973	0,0167	0,0973	0,0167	2024
	0802	0,01833	0,00367	0,0183	0,0073	0,0183	0,0073	2024
	0803	0,01833	0,00367	0,0183	0,0073	0,0183	0,0073	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,07333	0,16265	0,0733	0,3245	0,0733	0,3245	2024
	0902	0,04167	0,0915	0,0417	0,1826	0,0417	0,1826	2024
	0903	0,03333	0,040675	0,0333	0,0406	0,0333	0,0406	2024
	1001	0,07333	0,16265	0,0733	0,3245	0,0733	0,3245	2024
	1002	0,04167	0,0915	0,0417	0,1826	0,0417	0,1826	2024
	1003	0,03333	0,040675	0,0333	0,0812	0,0333	0,0812	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	2,1389	22,63421	2,1389	48,08342	2,1389	48,08342	2024
	1102	2,1389	22,63421	2,1389	48,08342	2,1389	48,08342	2024
	1103	2,1389	22,63421	2,1389	48,08342	2,1389	48,08342	2024
	1104	2,1389	22,63421	2,1389	48,08342	2,1389	48,08342	2024
	1109	0,21	0,01525	0,21	0,0305	0,21	0,0305	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,1333	0,00813	0,1333	0,0163	0,1333	0,0163	2024
Итого:		10,65279	91,95176889	10,9384768181	194,089609718	10,9384768181	194,089609718	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6129	0,00005	0,00009543655	0,00005377778	0,0001908731	0,00005377778	0,0001908731	2024
	6135	0,0000922	0,000034	0,0000922	0,000034	0,0000922	0,000034	2024
	6136	0,0000208	0,0000153	0,0000208	0,0000153	0,0000208	0,0000153	2024
	6139	0,00006	0,000090228	0,00005861111	0,000180456	0,00005861111	0,000180456	2024
Автозаправочная станция	6505	0,00002	0,0000251193	0,00001544444	0,0000502386	0,00001544444	0,0000502386	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,00021	0,000375	0,00021027778	0,0007465345	0,00021027778	0,0007465345	2024
	6802	0,00112	0,001985	0,00111666667	0,00397047	0,00111666667	0,00397047	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7108	0,00006	0,00009	0,00005861111	0,000180456	0,00005861111	0,000180456	2024
Итого:		0,001633	0,00271008385	0,00162638889	0,0053683282	0,00162638889	0,0053683282	2024
Всего по загрязняющему веществу:		10,654423	91,9544789739	10,9401032069	194,094978046	10,9401032069	194,094978046	2024
(0333) Сероводород								
Организованные источники								

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Центральный пункт сбора нефти	0105	0,00005	0,000004	0,00004	0,000004	0,00004	0,000004	2024
	0106	0,00005	0,000002	0,00005	0,000005	0,00005	0,000005	2024
	0109	-	-	-	0,00000044108	-	0,00000044108	2024
	0110	-	-	-	0,00000044108	-	0,00000044108	2024
	0144	-	-	-	0,00000044108	-	0,00000044108	2024
	0145	-	-	-	0,00000044108	-	0,00000044108	2024
	0150	-	-	0,000005	0,0000044	0,000005	0,0000044	2024
Установка подготовки газа	0201	0,00001306	0,0001602	0,0000009673	0,0000048	0,0000009673	0,0000048	2024
	0202	0,00000607	0,00008277	0,0000002771	0,000002284	0,0000002771	0,000002284	2024
Коммерческий узел учета нефти	0153	-	-	0,000004878	0,00000439	0,000004878	0,00000439	2024
	0402	-	-	-	0,0000008745	-	0,0000008745	2024
Автозаправочная станция	0501	0,00003	0,000002	0,00003048889	0,000003	0,00003048889	0,000003	2024
	0503	0,00002	0,000002	0,00001524444	0,000003	0,00001524444	0,000003	2024
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	0701	-	-	-	0,0000981911	-	0,0000981911	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1105	0,00002	0,000004	0,00001829333	0,000008	0,00001829333	0,000008	2024
	1106	0,00002	0,000004	0,00001829333	0,000008	0,00001829333	0,000008	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1201	0,000001	0,000002	0,0000009604	0,0000022	0,0000009604	0,0000022	2024
Итого:		0,00021013	0,00026297	0,0001844028	0,00014990393	0,0001844028	0,00014990393	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6101	0,00005	0,00071	0,00005	0,00141	0,00005	0,00141	2024
	6102	0,00006	0,000006	0,00006	0,000011	0,00006	0,000011	2024
	6106	0,000003	0,00005	0,0000030324	0,00009562977	0,0000030324	0,00009562977	2024
	6145	-	-	0,000001	0,0000158	0,000001	0,0000158	2024
	6407	-	-	0,0001	0,0000005	0,0001	0,0000005	2024
Коммерческий узел учета нефти	6408	-	-	0,0001	0,0000003	0,0001	0,0000003	2024
Автозаправочная станция	6501	0,000015	0,000002	0,00001524444	0,000009	0,00001524444	0,000009	2024
	6503	0,00003	0,00016	0,00003111111	0,00033	0,00003111111	0,00033	2024
Капитальный ремонт скважин.	6903	-	-	0,000035	0,0000212	0,000035	0,0000212	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Подъемный агрегат ПАП-60/80								
	7003	-	-	0,000035	0,0000228	0,000035	0,0000228	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7105	0,00005	0,00024	0,00004599199	0,00049	0,00004599199	0,00049	2024
	7106	0,00002	0,00035196257	0,00002232132	0,00070392515	0,00002232132	0,00070392515	2024
	7107	-	-	0,00000504617	0,0001591359	0,00000504617	0,0001591359	2024
Итого:		0,000228	0,00151996257	0,00050374743	0,00326929082	0,00050374743	0,00326929082	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00043813	0,00178293257	0,00068815023	0,00341919475	0,00068815023	0,00341919475	2024
(0337) Углерод оксид								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,62861	0,10426	0,6286	0,208	0,6286	0,208	2024
	0102	0,34444	0,06552	0,3444	0,1305	0,3444	0,1305	2024
	0103	0,62689	0,10829	0,6269	0,2161	0,6269	0,2161	2024
	0104	0,62689	0,10829	0,6269	0,2161	0,6269	0,2161	2024
	0108	0,0875	0,2809	0,0935	0,3356	0,0935	0,3356	2024
	0111	0,0875	0,2809	0,0896	0,3252	0,0896	0,3252	2024
	0112	0,0125	0,0365	-	-	-	-	2024
	0114	0,0125	0,0365	-	-	-	-	2024
	0131	0,0146	0,0159	0,0146	0,0317	0,0146	0,0317	2024
	0134	0,41333	0,0845	0,4133	0,1687	0,4133	0,1687	2024
	0135	0,12	0,0366	0,12	0,0732	0,12	0,0732	2024
	0136	0,12	0,0366	0,12	0,0732	0,12	0,0732	2024
	0137	0,64	0,1341	0,5511	0,2319	0,5511	0,2319	2024
	0138	0,00133	0,00075	0,00133472222	0,00074958	0,00133472222	0,00074958	2024
	0140	0,00389	0,01184128488	0,00389027778	0,01197975725	0,00389027778	0,01197975725	2024
	0141	0,75778	0,03172	0,7578	0,0738	0,7578	0,0738	2024
	0142	0,0875	0,4985	0,1091	3,3423	0,1091	3,3423	2024
	0143	0,0875	0,4985	0,0875	1,8407	0,0875	1,8407	2024
	0146	-	-	0,7578	0,0632	0,7578	0,0632	2024
	0149	-	-	0,62	0,336	0,62	0,336	2024
	0401	0,34444	0,06552	0,3444	0,1308	0,3444	0,1308	2024
Установка подготовки газа	0201	33,4272	36,9963	25,3663	56,5163	25,3663	56,5163	2024
	0202	8,4745	11,0793	6,5144	19,5042	6,5144	19,5042	2024
	0204	0,18944	0,01586	0,1894	0,0317	0,1894	0,0317	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,62861	0,03705	0,6286	0,0738	0,6286	0,0738	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,2876	0,1878	0,2876	0,1878	2024
	0403	0,12	0,01335	0,12	0,0267	0,12	0,0267	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0404	0,28761	0,05707	0,2876	0,1139	0,2876	0,1139	2024
Морская насосная	0601	0,87489	0,13026	0,8749	0,26	0,8749	0,26	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,50289	0,04329	0,5029	0,0866	0,5029	0,0866	2024
	0802	0,12	0,02445	0,12	0,0489	0,12	0,0489	2024
	0803	0,12	0,02445	0,12	0,0489	0,12	0,0489	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,37889	0,84578	0,3789	1,6874	0,3789	1,6874	2024
	0902	0,21528	0,4758	0,2153	0,9493	0,2153	0,9493	2024
	0903	0,17222	0,21151	0,1722	0,211	0,1722	0,211	2024
	1001	0,37889	0,84578	0,3789	1,6874	0,3789	1,6874	2024
	1002	0,21528	0,4758	0,2153	0,9493	0,2153	0,9493	2024
	1003	0,17222	0,21151	0,1722	0,422	0,1722	0,422	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	11	69,42616	11	144,06982	11	144,06982	2024
	1102	11	69,42616	11	144,06982	11	144,06982	2024
	1103	11	69,42616	11	144,06982	11	144,06982	2024
	1104	11	69,42616	11	144,06982	11	144,06982	2024
	1109	1,085	0,0793	1,085	0,1583	1,085	0,1583	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,6889	0,04225	0,6889	0,0845	0,6889	0,0845	2024
Итого:		97,06902	331,749441285	88,629125	667,137009337	88,629125	667,137009337	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6127	0,00411	0,043225	0,00411196728	0,043225	0,00411196728	0,043225	2024
	6129	0,00177	0,003150315	0,00177222222	0,00630063	0,00177222222	0,00630063	2024
	6135	0,0039	0,001428	0,0039	0,001428	0,0039	0,001428	2024
	6136	0,01036	0,0076	0,01036	0,0076	0,01036	0,0076	2024
	6139	0,00261	0,004538775	0,00261111111	0,00907755	0,00261111111	0,00907755	2024
Автозаправочная станция	6505	0,00056	0,000984624	0,00056333333	0,001969248	0,00056333333	0,001969248	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,00625	0,011115	0,00625	0,0222285	0,00625	0,0222285	2024
	6802	0,01233	0,022075	0,01233333333	0,0441504	0,01233333333	0,0441504	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7108	0,00261	0,00454	0,00261111111	0,00907755	0,00261111111	0,00907755	2024
Итого:		0,0445	0,098656714	0,04451307839	0,145056878	0,04451307839	0,145056878	2024
Всего по загрязняющему веществу:		97,11352	331,848097999	88,6736380784	667,282066215	88,6736380784	667,282066215	2024
(0342) Фтористый водород								
Организованные источники								

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Центральный пункт сбора нефти	0131	0,0001	0,0001	0,00005961538	0,000279	0,00005961538	0,000279	2024
Итого:		0,0001	0,0001	0,00005961538	0,000279	0,00005961538	0,000279	2024
Неорганизованные источники								
	6127	0,00029	0,0030225	0,00028752854	0,0030225	0,00028752854	0,0030225	2024
Итого:		0,00029	0,0030225	0,00028752854	0,0030225	0,00028752854	0,0030225	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00039	0,0031225	0,00034714392	0,0033015	0,00034714392	0,0033015	2024
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0131	0,0001	0,0002	0,00006410256	0,0003	0,00006410256	0,0003	2024
Итого:		0,0001	0,0002	0,00006410256	0,0003	0,00006410256	0,0003	2024
Неорганизованные источники								
	6127	0,00031	0,00325	0,00030917047	0,00325	0,00030917047	0,00325	2024
Итого:		0,00031	0,00325	0,00030917047	0,00325	0,00030917047	0,00325	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00041	0,00345	0,00037327304	0,00355	0,00037327304	0,00355	2024
(0410) Метан								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0108	0,0875	0,2809	0,0935	0,3356	0,0935	0,3356	2024
	0111	0,0875	0,2809	0,0896	0,3252	0,0896	0,3252	2024
	0112	0,0125	0,0365	-	-	-	-	2024
	0114	0,0125	0,0365	-	-	-	-	2024
	0142	0,0875	0,4985	0,1091	3,3423	0,1091	3,3423	2024
	0143	0,0875	0,4985	0,0875	1,8407	0,0875	1,8407	2024
Установка подготовки газа	0201	0,83569	0,925	0,63421	1,4129	0,63421	1,4129	2024
	0202	0,21187	0,27699	0,16286	0,4877	0,16286	0,4877	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	3,6667	36,0756	3,6667	78,49495	3,6667	78,49495	2024
	1102	3,6667	36,0756	3,6667	78,49495	3,6667	78,49495	2024
	1103	3,6667	36,0756	3,6667	78,49495	3,6667	78,49495	2024
	1104	3,6667	36,0756	3,6667	78,49495	3,6667	78,49495	2024
Итого:		16,08936	147,13619	15,84357	321,7242	15,84357	321,7242	2024
Всего по загрязняющему веществу:		16,08936	147,13619	15,84357	321,7242	15,84357	321,7242	2024
(0415) Углеводороды предельные С1-С5								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0107	0,01376	0,21699	0,01376	0,43398	0,01376	0,43398	2024
	0109	-	0,001068421	-	0,00222387438	-	0,00222387438	2024
	0110	-	0,001068421	-	0,00222387438	-	0,00222387438	2024
	0113	-	0,001068421	-	-	-	-	2024
	0115	-	0,001068421	-	-	-	-	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0119	6,07828	12,70491	0,00394	1,41426	0,00394	1,41426	2024
	0120	6,07828	12,70491	0,00394	1,41426	0,00394	1,41426	2024
	0121	6,07828	12,70491	0,00394	1,41426	0,00394	1,41426	2024
	0122	6,07828	12,70491	0,00394	1,41426	0,00394	1,41426	2024
	0123	0,01953	0,30789	0,01953	0,61578	0,01953	0,61578	2024
	0124	0,02298	0,36233	0,02298	0,72466	0,02298	0,72466	2024
	0125	0,02298	0,36233	0,02298	0,72466	0,02298	0,72466	2024
	0126	0,0115	0,18131	0,0115	0,36261	0,0115	0,36261	2024
	0127	0,04592	0,72409	0,04592	1,44818	0,04592	1,44818	2024
	0144	-	0,001068421	-	0,00222387438	-	0,00222387438	2024
	0145	-	0,001068421	-	0,00222387438	-	0,00222387438	2024
Установка подготовки газа	0203	0,01724	0,2719	0,0172439	0,5438	0,0172439	0,5438	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0303	0,01376	0,21699	0,01376152	0,43398	0,01376152	0,43398	2024
	0305	0,01376	0,21699	0,01376152	0,43398	0,01376152	0,43398	2024
	0308	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0309	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0310	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0311	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0312	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0313	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0314	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0315	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0316	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0318	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0319	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0320	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0321	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0323	0,05719	0,00906	1,54917965239	0,01119832216	1,54917965239	0,01119832216	2024
	0324	0,05719	0,00475	1,54917965239	0,01119832216	1,54917965239	0,01119832216	2024
	0325	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0326	0,05719	0,00475	1,54917965239	0,01119832216	1,54917965239	0,01119832216	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0327	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0328	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0329	0,44032	0,0016	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0330	-	0,027460848	-	0,05580340373	-	0,05580340373	2024
	0331	-	0,027460848	-	0,05580340373	-	0,05580340373	2024
	0332	-	0,02746085	-	0,05580340373	-	0,05580340373	2024
	0334	-	0,68387443	-	1,3082413181	-	1,3082413181	2024
	0337	-	-	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
	0338	-	-	0,53911451903	0,00385824545	0,53911451903	0,00385824545	2024
Коммерческий узел учета нефти	0402	-	0,00222	-	0,00440907268	-	0,00440907268	2024
Автозаправочная станция	0502	2,34232	0,2433	2,342324655	0,3619	2,342324655	0,3619	2024
	0504	1,17116	0,2433	1,1711623275	0,3619	1,1711623275	0,3619	2024
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	0701	-	0,24946	-	0,49506344377	-	0,49506344377	2024
Итого:		35,66504	55,237167502	18,6013987412	14,1933911733	18,6013987412	14,1933911733	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6103	0,07578	1,194875	0,07577836	2,38975	0,07577836	2,38975	2024
	6104	0,02238	0,35289	0,02238047	0,70579	0,02238047	0,70579	2024
	6105	0,00862	0,136	0,00862495	0,272	0,00862495	0,272	2024
	6106	0,03443	0,54295	0,0344338	1,0859	0,0344338	1,0859	2024
	6107	0,01381	0,21775	0,01380952	0,4355	0,01380952	0,4355	2024
	6108	0,01373	0,21648	0,01372954	0,43297	0,01372954	0,43297	2024
	6109	0,05112	0,80608	0,05112	1,61216	0,05112	1,61216	2024
	6110	0,01213	0,19119	0,01212533	0,38238	0,01212533	0,38238	2024
	6111	0,0823	1,2977	0,08229953756	2,5954	0,08229953756	2,5954	2024
	6112	0,03245	0,51175	0,03245468604	1,02349	0,03245468604	1,02349	2024
	6113	0,0109	0,17189	0,01090121	0,34378	0,01090121	0,34378	2024
	6114	0,03755	0,59211	0,037551078	1,18421	0,037551078	1,18421	2024
	6115	0,00896	0,14121	0,0089557386	0,28243	0,0089557386	0,28243	2024
	6116	0,02047	0,32278	0,02047027	0,64555	0,02047027	0,64555	2024
	6117	0,0517	0,8151	0,05169563334	1,6303	0,05169563334	1,6303	2024
	6118	0,0044	0,06938	0,00440049	0,13878	0,00440049	0,13878	2024
	6119	0,00052	0,0082	0,00052009586	0,0164	0,00052009586	0,0164	2024
	6120	0,01717	0,27073	0,01716942	0,54145	0,01716942	0,54145	2024
	6121	0,01667	0,2628	0,01666666667	0,5256	0,01666666667	0,5256	2024
	6122	0,0238	0,37522	0,02379617	0,75043	0,02379617	0,75043	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6123	0,01667	0,2628	0,01666666667	0,5256	0,01666666667	0,5256	2024
	6124	0,01392	0,21949	0,01392	0,43898	0,01392	0,43898	2024
	6125	0,03333	0,5256	0,03333333333	1,0512	0,03333333333	1,0512	2024
	6126	0,00133	0,02104	0,00133415	0,04207	0,00133415	0,04207	2024
	6130	0,01888	0,2977	0,01888009	0,5954	0,01888009	0,5954	2024
	6131	0,00861	0,13571	0,00860695	0,27143	0,00860695	0,27143	2024
	6132	0,00804	0,12677	0,00804	0,25355	0,00804	0,25355	2024
	6133	0,00804	0,12677	0,00804	0,25355	0,00804	0,25355	2024
	6134	0,00094	0,01486	0,00094238725	0,02972	0,00094238725	0,02972	2024
	6137	0,00164	0,02587	0,0016407915	0,05174	0,0016407915	0,05174	2024
	6140	0,00687	0,10831	0,00686876	0,21661	0,00686876	0,21661	2024
	6141	0,01896	0,29893	0,01895809	0,59786	0,01895809	0,59786	2024
	6143	0,00171	0,02703	0,00171419	0,05406	0,00171419	0,05406	2024
	6145	0,0714248	0,2403398	0,0091746	0,1037803	0,0091746	0,1037803	2024
	7435	-	-	0,01891	0,24845833333	0,01891	0,24845833333	2024
	7436	-	-	0,0262575	0,34502315417	0,0262575	0,34502315417	2024
Установка подготовки газа	6201	0,01551	0,24459	0,01551171	0,48918	0,01551171	0,48918	2024
	6202	0,00969	0,15282	0,00969209	0,30565	0,00969209	0,30565	2024
	6203	0,0064	0,1008	0,00639233178	0,2016	0,00639233178	0,2016	2024
	6204	0,0064	0,1008	0,00639233178	0,2016	0,00639233178	0,2016	2024
	6205	0,01412	0,22258	0,01411558	0,44515	0,01411558	0,44515	2024
	6206	0,07855	1,23862	0,07855323	2,47726	0,07855323	2,47726	2024
	6207	0,03333	0,5256	0,03333333333	1,0512	0,03333333333	1,0512	2024
	6208	0,03333	0,5256	0,03333333333	1,0512	0,03333333333	1,0512	2024
	6209	0,04319	0,68095	0,0431858	1,36191	0,0431858	1,36191	2024
	6210	0,0444	0,7008	0,04444444444	1,4016	0,04444444444	1,4016	2024
	6211	0,03059	0,48237	0,03059195	0,96475	0,03059195	0,96475	2024
	6212	0,0111	0,1752	0,01111111111	0,3504	0,01111111111	0,3504	2024
	6213	0,01953	0,30791	0,01952716	0,6158	0,01952716	0,6158	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	6301	0,00862	0,136	0,00862495	0,272	0,00862495	0,272	2024
	6302	0,00133	0,02104	0,00133415	0,04207	0,00133415	0,04207	2024
	6303	0,00862	0,136	0,00862495	0,272	0,00862495	0,272	2024
	6304	0,00133	0,02104	0,00133415	0,04207	0,00133415	0,04207	2024
	6305	0,0069	0,10887	0,00690476	0,21775	0,00690476	0,21775	2024
	6309	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6310	0,01738	0,27412	0,01738493	0,54825	0,01738493	0,54825	2024
	6311	0,01738	0,27412	0,01738493	0,54825	0,01738493	0,54825	2024
	6312	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6313	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6314	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6315	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6316	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6317	0,01738	0,27412	0,01738493	0,54825	0,01738493	0,54825	2024
	6318	0,00133	0,02104	0,00133415	0,04207	0,00133415	0,04207	2024
	6319	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6320	0,01395	0,21997	0,01395055	0,43995	0,01395055	0,43995	2024
	6322	0,01738	0,27412	0,01738493	0,54825	0,01738493	0,54825	2024
	6325	0,0069	0,10887	0,00690476	0,21775	0,00690476	0,21775	2024
	6328	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6329	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6330	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6331	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6332	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6333	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6334	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6335	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6336	0,02412	0,3803	0,02411866	0,76061	0,02411866	0,76061	2024
	6337	0,00531	0,0838	0,0053146	0,1676	0,0053146	0,1676	2024
	6346	0,01892	0,29827	0,01891609	0,59654	0,01891609	0,59654	2024
	6347	0,13094	2,06464	0,13093844	4,12927	0,13093844	4,12927	2024
	6348	0,02671	0,42124	0,02671448	0,84247	0,02671448	0,84247	2024
	6349	0,00266	0,04199	0,0026628	0,08397	0,0026628	0,08397	2024
	6350	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6351	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6352	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6353	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6354	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6355	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6356	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6357	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6358	0,02125	0,33509	0,02125135	0,67018	0,02125135	0,67018	2024
	6359	0,01725	0,272	0,0172499	0,54399	0,0172499	0,54399	2024
	6360	0,00267	0,04216	0,0026738	0,08432	0,0026738	0,08432	2024
	6361	0,01724	0,27181	0,0172379	0,54361	0,0172379	0,54361	2024
	6372	0,02671	0,42124	0,02671448	0,84247	0,02671448	0,84247	2024
	6374	0,02064	0,32549	0,02064228	0,65097	0,02064228	0,65097	2024
	6375	0,02064	0,32549	0,02064228	0,65097	0,02064228	0,65097	2024
	6376	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6377	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6378	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6379	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6380	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6381	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6382	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6383	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6384	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6385	0,01384	0,21822	0,01383952	0,43644	0,01383952	0,43644	2024
	6386	0,01735	0,27359	0,01735095	0,54718	0,01735095	0,54718	2024
	6394	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6395	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6396	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6397	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6398	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	6399	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	7201	0,02068	0,32606	0,02067828	0,65211	0,02067828	0,65211	2024
	7202	0,01384	0,21822	0,01383952	0,43644	0,01383952	0,43644	2024
	7203	0,01735	0,27359	0,01735095	0,54718	0,01735095	0,54718	2024
	7211	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7213	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7214	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7215	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7216	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7217	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7218	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7219	0,02239	0,35308	0,02239247	0,70617	0,02239247	0,70617	2024
	7220	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7221	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7222	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7223	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7224	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7225	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7226	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7227	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7228	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7229	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7230	0,01557	0,24553	0,01557171	0,49107	0,01557171	0,49107	2024
	7231	0,01735	0,27359	0,01735095	0,54718	0,01735095	0,54718	2024
	7233	0,0224	0,35318	0,02239847	0,70636	0,02239847	0,70636	2024
	7269	0,00861	0,13581	0,00861295	0,27162	0,00861295	0,27162	2024
	7272	0,00071	0,01119	0,00070995	0,02239	0,00070995	0,02239	2024
	7280	0,00163	0,02569	0,00162897326	0,05137	0,00162897326	0,05137	2024
	7281	0,00153	0,02419	0,00153383328	0,04837	0,00153383328	0,04837	2024
	7282	0,00154	0,02422	0,001536152	0,04844	0,001536152	0,04844	2024
	7283	0,00153	0,02419	0,00153383328	0,04837	0,00153383328	0,04837	2024
	7299	0,00002	0,000283824	0,000018	0,000567648	0,000018	0,000567648	2024
	7305	0,00002	0,00028	0,000018	0,00057	0,000018	0,00057	2024
	7350	0,00173219	0,0273	0,00173219	0,0546	0,00173219	0,0546	2024
	7351	0,00173219	0,0273	0,00173219	0,0546	0,00173219	0,0546	2024
	7352	-	-	0,089169	2,812035	0,089169	2,812035	2024
	7353	-	-	0,006	0,047	0,006	0,047	2024
	7354	-	-	0,006	0,047	0,006	0,047	2024
	7355	-	-	0,0065	0,2056	0,0065	0,2056	2024
Коммерческий узел учета нефти	6401	0,00345	0,05434	0,00344638	0,10869	0,00344638	0,10869	2024
	6403	0,00171	0,02703	0,00171419	0,05406	0,00171419	0,05406	2024
	6404	0,01376	0,21699	0,01376152	0,43398	0,01376152	0,43398	2024
	6405	0,00172	0,02712	0,00172019	0,05425	0,00172019	0,05425	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6406	0,00172	0,02712	0,00172019	0,05425	0,00172019	0,05425	2024
Автозаправочная станция	6502	1,2328	0,02296	1,23280245	0,09185	1,23280245	0,09185	2024
	6504	0,01677	0,08815	0,01677111111	0,1763	0,01677111111	0,1763	2024
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	6701	0,0086	0,13562	0,00860095	0,27124	0,00860095	0,27124	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7107	0,02631	0,4149010188	0,02544194476	0,80233716994	0,02544194476	0,80233716994	2024
Итого:		4,11347918	44,3842096428	4,20325285828	92,1151416054	4,20325285828	92,1151416054	2024
Всего по загрязняющему веществу:		39,778519188	99,621377145	22,8046515995	106,308532779	22,8046515995	106,308532779	2024
(0416) Углеводороды предельные С6-С10								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Центральный пункт сбора нефти	0107	0,00026	0,00414	0,00026	0,00828	0,00026	0,00828	2024
	0109	-	0,0000002908	-	0,0000124586	-	0,0000124586	2024
	0110	-	0,0000002908	-	0,0000124586	-	0,0000124586	2024
	0113	-	0,0000002908	-	-	-	-	2024
	0115	-	0,0000002908	-	-	-	-	2024
	0119	2,70059	5,64482	0,01793	6,44166	0,01793	6,44166	2024
	0120	2,70059	5,64482	0,01793	6,44166	0,01793	6,44166	2024
	0121	2,70059	5,64482	0,01793	6,44166	0,01793	6,44166	2024
	0122	2,70059	5,64482	0,01793	6,44166	0,01793	6,44166	2024
	0123	0,00085	0,01342	0,00085	0,02683	0,00085	0,02683	2024
	0124	0,00099	0,01564	0,00099	0,03128	0,00099	0,03128	2024
	0125	0,00099	0,01564	0,00099	0,03128	0,00099	0,03128	2024
	0126	0,00043	0,00672	0,00043	0,01344	0,00043	0,01344	2024
	0127	0,00209	0,03299	0,00209	0,06599	0,00209	0,06599	2024
	0144	-	0,0000002908	-	0,0000124586	-	0,0000124586	2024
	0145	-	0,0000002908	-	0,0000124586	-	0,0000124586	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0303	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	0305	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	0308	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,02286137394	0,00016361049	2024
	0309	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,02286137394	0,00016361049	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0310	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0311	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0312	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0313	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0314	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0315	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0316	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0318	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0319	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0320	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0321	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0323	-	-	0,06569360326	0,00047486948	0,0656936032 6	0,00047486948	2024
	0324	-	-	0,06569360326	0,00047486948	0,0656936032 6	0,00047486948	2024
	0325	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0326	-	-	0,06569360326	0,00047486948	0,0656936032 6	0,00047486948	2024
	0327	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0328	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0329	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0330	-	0,001139968	-	0,00236636639	-	0,00236636639	2024
	0331	-	0,001139968	-	0,00236636639	-	0,00236636639	2024
	0332	-	0,00113997	-	0,00236636639	-	0,00236636639	2024
	0334	-	0,02838933	-	0,05547651365	-	0,05547651365	2024
	0337	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
	0338	-	-	0,02286137394	0,00016361049	0,0228613739 4	0,00016361049	2024
Коммерческий узел учета нефти	0402	-	-	-	0,00002470054	-	0,00002470054	2024
Автозаправочная станция	0502	0,57046	0,05925	0,57045087	0,08814	0,57045087	0,08814	2024
	0504	0,28523	0,05925	0,285225435	0,08814	0,285225435	0,08814	2024
Участок газопровода от УПГ до врезки в	0701	-	-	-	0,00277344784	-	0,00277344784	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"								
Итого:		11,66418	22,8264209808	1,56497841958	26,2065368034	1,56497841958	26,2065368034	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6103	0,0058	0,091475	0,0058012	0,18295	0,0058012	0,18295	2024
	6104	0,00171	0,02699	0,0017117	0,05398	0,0017117	0,05398	2024
	6105	0,00066	0,010455	0,0006629	0,02091	0,0006629	0,02091	2024
	6106	0,00263	0,04151	0,0026324	0,08302	0,0026324	0,08302	2024
	6107	0,00106	0,016765	0,0010632	0,03353	0,0010632	0,03353	2024
	6110	0,00213	0,03363	0,0021328	0,06726	0,0021328	0,06726	2024
	6111	0,003	0,04735	0,00300263653	0,09469	0,00300263653	0,09469	2024
	6112	0,00118	0,01867	0,00118408473	0,03734	0,00118408473	0,03734	2024
	6113	0,0004	0,00629	0,0003987	0,01257	0,0003987	0,01257	2024
	6114	0,00137	0,0216	0,00137002275	0,04321	0,00137002275	0,04321	2024
	6115	0,00033	0,00515	0,00032674337	0,0103	0,00032674337	0,0103	2024
	6116	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6118	0,00079	0,01242	0,0007878	0,02484	0,0007878	0,02484	2024
	6119	0,00026	0,0041	0,00026004793	0,0082	0,00026004793	0,0082	2024
	6120	0,00053	0,00828	0,0005252	0,01656	0,0005252	0,01656	2024
	6122	0,00053	0,00828	0,0005252	0,01656	0,0005252	0,01656	2024
	6124	0,00053	0,00828	0,0005252	0,01656	0,0005252	0,01656	2024
	6130	0,00143	0,0226	0,0014331	0,04519	0,0014331	0,04519	2024
	6131	0,00079	0,01242	0,0007878	0,02484	0,0007878	0,02484	2024
	6132	0,00029	0,00463	0,00029333333	0,00925	0,00029333333	0,00925	2024
	6133	0,00029	0,00463	0,00029333333	0,00925	0,00029333333	0,00925	2024
	6134	0,00094	0,01486	0,00094238725	0,02972	0,00094238725	0,02972	2024
	6137	0,00164	0,02587	0,0016407915	0,05174	0,0016407915	0,05174	2024
	6140	0,00408	0,06428	0,0040767	0,12856	0,0040767	0,12856	2024
	6141	0,00092	0,01457	0,0009239	0,02914	0,0009239	0,02914	2024
	6143	0,00039	0,00621	0,0003939	0,01242	0,0003939	0,01242	2024
	6145	0,0295804	0,0898033	0,0191946	0,1164371	0,0191946	0,1164371	2024
	7435	-	-	0,00069	0,0090833333	0,00069	0,0090833333	2024
	7436	-	-	0,0046577	0,0170005333	0,0046577	0,0170005333	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	6301	0,00336	0,05301	0,00336215	0,10603	0,00336215	0,10603	2024
	6303	0,00336	0,05301	0,00336215	0,10603	0,00336215	0,10603	2024
	6305	0,00053	0,00838	0,0005316	0,01676	0,0005316	0,01676	2024
	6309	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6310	0,00106	0,01664	0,0010552	0,03328	0,0010552	0,03328	2024
	6311	0,00106	0,01664	0,0010552	0,03328	0,0010552	0,03328	2024
	6312	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6313	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6314	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6315	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6316	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6317	0,00106	0,01664	0,0010552	0,03328	0,0010552	0,03328	2024
	6319	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6320	0,00079	0,01252	0,0007942	0,02505	0,0007942	0,02505	2024
	6322	0,00106	0,01664	0,0010552	0,03328	0,0010552	0,03328	2024
	6325	0,00053	0,00838	0,0005316	0,01676	0,0005316	0,01676	2024
	6328	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6329	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6330	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6331	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6332	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6333	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6334	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6335	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6336	0,00039	0,00621	0,0003939	0,01242	0,0003939	0,01242	2024
	6346	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	6347	0,00328	0,05178	0,0032841	0,10357	0,0032841	0,10357	2024
	6350	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6351	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6352	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6353	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6354	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6355	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6356	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6357	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6358	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6359	0,00185	0,02914	0,0018478	0,05827	0,0018478	0,05827	2024
	6361	0,00172	0,02707	0,0017165	0,05413	0,0017165	0,05413	2024
	6374	0,00805	0,12699	0,0080538	0,25398	0,0080538	0,25398	2024
	6375	0,00158	0,02484	0,0015756	0,04969	0,0015756	0,04969	2024
	6376	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6377	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6378	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6379	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6380	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6381	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6382	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6383	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6384	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6385	0,0012	0,01894	0,0012009	0,03787	0,0012009	0,03787	2024
	6386	0,00119	0,01883	0,54718	0,03767	0,54718	0,03767	2024
	6394	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6395	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6396	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6397	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	6398	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6399	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	7201	0,00158	0,02497	0,0015836	0,04994	0,0015836	0,04994	2024
	7202	0,0012	0,01894	0,0012009	0,03787	0,0012009	0,03787	2024
	7203	0,00119	0,01883	0,0011945	0,03767	0,0011945	0,03767	2024
	7211	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7213	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7214	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7215	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7216	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7217	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7218	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7219	0,00159	0,02502	0,0015868	0,05004	0,0015868	0,05004	2024
	7220	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7221	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7222	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7223	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7224	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7225	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7226	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7227	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7228	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7229	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7230	0,00146	0,02305	0,0014619	0,0461	0,0014619	0,0461	2024
	7231	0,00119	0,01883	0,0011945	0,03767	0,0011945	0,03767	2024
	7233	0,00159	0,02505	0,0015884	0,05009	0,0015884	0,05009	2024
	7234	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7235	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7236	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7237	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7238	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7239	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7240	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7241	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7246	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7247	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7248	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7249	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7250	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7251	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7252	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7253	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7254	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7255	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7256	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7257	0,00014	0,00217	0,0001377	0,00434	0,0001377	0,00434	2024
	7261	0,00014	0,00225	0,0001425	0,00449	0,0001425	0,00449	2024
	7262	0,00014	0,00222	0,0001409	0,00444	0,0001409	0,00444	2024
	7263	0,000003	0,00005	0,0000032	0,0001	0,0000032	0,0001	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7264	0,000002	0,00003	0,0000016	0,00005	0,0000016	0,00005	2024
	7265	0,000002	0,00003	0,0000016	0,00005	0,0000016	0,00005	2024
	7266	0,00014	0,00215	0,0001361	0,00429	0,0001361	0,00429	2024
	7267	0,00013	0,00212	0,0001345	0,00424	0,0001345	0,00424	2024
	7268	0,00013	0,00212	0,0001345	0,00424	0,0001345	0,00424	2024
	7269	0,00369	0,0582	0,0036908	0,11639	0,0036908	0,11639	2024
	7270	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7271	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7272	0,00265	0,04184	0,0026532	0,08367	0,0026532	0,08367	2024
	7273	0,00027	0,00424	0,000269	0,00848	0,000269	0,00848	2024
	7275	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7276	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7277	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7278	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7279	0,00316	0,04989	0,003164	0,09978	0,003164	0,09978	2024
	7280	0,00062	0,00976	0,00061912674	0,01952	0,00061912674	0,01952	2024
	7281	0,00058	0,00919	0,00058296672	0,01838	0,00058296672	0,01838	2024
	7282	0,00058	0,00921	0,000583848	0,01841	0,000583848	0,01841	2024
	7283	0,00058	0,00919	0,00058296672	0,01838	0,00058296672	0,01838	2024
	7284	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7285	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7286	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7287	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7288	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7289	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7290	0,0001	0,0022	0,0001377	0,0043	0,0001377	0,0043	2024
	7291	0,0001	0,0022	0,0001377	0,0043	0,0001377	0,0043	2024
	7292	0,0001	0,0022	0,0001377	0,0043	0,0001377	0,0043	2024
	7293	0,0001	0,0022	0,0001425	0,0045	0,0001425	0,0045	2024
	7294	0,0001	0,0022	0,0001425	0,0045	0,0001425	0,0045	2024
	7295	0,0001	0,0022	0,0001425	0,0045	0,0001425	0,0045	2024
	7296	0,0041	0,0646	0,0040959	0,1292	0,0040959	0,1292	2024
	7297	0,0042	0,0667	0,0042288	0,1334	0,0042288	0,1334	2024
	7298	0,0038	0,0604	0,0038317	0,1208	0,0038317	0,1208	2024
	7299	0,0003	0,0043	0,0002722	0,0086	0,0002722	0,0086	2024
	7300	0,000006	0,0001	0,0000064	0,0002	0,0000064	0,0002	2024
	7301	0,000003	0,00005	0,0000032	0,0001	0,0000032	0,0001	2024
	7302	0,000002	0,00003	0,0000016	0,00005	0,0000016	0,00005	2024
	7303	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7304	0,0032	0,0499	0,003164	0,0998	0,003164	0,0998	2024
	7305	0,0027	0,0418	0,0026532	0,0837	0,0026532	0,0837	2024
	7306	0,0003	0,0042	0,000269	0,0085	0,000269	0,0085	2024
	7308	0,000002	0,00003	0,0000016	0,00005	0,0000016	0,00005	2024
	7309	0,0027	0,042	0,0026628	0,084	0,0026628	0,084	2024
	7310	0,0027	0,042	0,0026628	0,084	0,0026628	0,084	2024
	7311	0,0027	0,042	0,0026628	0,084	0,0026628	0,084	2024
	7312	0,01322	0,2084	0,0132164	0,41679	0,0132164	0,41679	2024
	7313	0,01322	0,2084	0,0132164	0,41679	0,0132164	0,41679	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7314	0,01322	0,2084	0,0132164	0,41679	0,0132164	0,41679	2024
	7315	0,01322	0,2084	0,0132164	0,41679	0,0132164	0,41679	2024
	7316	0,01322	0,2084	0,0132164	0,41679	0,0132164	0,41679	2024
	7320	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7321	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7322	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7323	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7324	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7325	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7326	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7327	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7328	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7329	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7330	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7331	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7332	0,0025	0,04	0,0025379	0,08	0,0025379	0,08	2024
	7333	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7334	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7335	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7336	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7337	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7338	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7339	0,0013	0,01984	0,0012585	0,03969	0,0012585	0,03969	2024
	7340	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7341	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7342	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7343	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7344	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7345	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7346	0,0012265	0,01934	0,0012265	0,03868	0,0012265	0,03868	2024
	7347	0,00026	0,00414	0,0002626	0,00828	0,0002626	0,00828	2024
	7349	0,0026756	0,0422	0,0026756	0,0844	0,0026756	0,0844	2024
	7352	-	-	0,033054	1,042386	0,033054	1,042386	2024
	7353	-	-	0,0023	0,0178	0,0023	0,0178	2024
	7354	-	-	0,0023	0,0178	0,0023	0,0178	2024
	7355	-	-	0,0035	0,1101	0,0035	0,1101	2024
Коммерческий узел учета нефти	6401	0,0004	0,00624	0,0003955	0,01247	0,0003955	0,01247	2024
	6402	0,0004	0,00634	0,0004019	0,01267	0,0004019	0,01267	2024
	6403	0,00039	0,00614	0,0003891	0,01227	0,0003891	0,01227	2024
	6404	0,00265	0,04171	0,0026452	0,08342	0,0026452	0,08342	2024
	6405	0,00027	0,00419	0,0002658	0,00838	0,0002658	0,00838	2024
	6406	0,00066	0,01035	0,0006565	0,0207	0,0006565	0,0207	2024
Автозаправочная станция	6502	0,30024	0,00559	0,3002373	0,02237	0,3002373	0,02237	2024
	6504	0,00408	0,02147	0,00408444444	0,04294	0,00408444444	0,04294	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7107	-	-	0,00014253104	0,00449485883	0,00014253104	0,00449485883	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	8005	0,00503	0,07935	0,0050326	0,15871	0,0050326	0,15871	2024
Итого:		0,7212615	6,2259083	1,30358916438	13,6184818255	1,30358916438	13,6184818255	2024
Всего по загрязняющему веществу:		12,3854415	29,0523292808	2,86856758396	39,8250186289	2,86856758396	39,8250186289	2024
(0501) Пентилены								
Организованные источники								
Автозаправочная станция	0502	0,07759	0,00806	0,07759125	0,01199	0,07759125	0,01199	2024
	0504	0,0388	0,00806	0,038795625	0,01199	0,038795625	0,01199	2024
Итого:		0,11639	0,01612	0,116386875	0,02398	0,116386875	0,02398	2024
Неорганизованные источники								
	6502	0,04084	0,00076	0,0408375	0,00304	0,0408375	0,00304	2024
	6504	0,00056	0,00292	0,00055555556	0,00584	0,00055555556	0,00584	2024
Итого:		0,0414	0,00368	0,04139305556	0,00888	0,04139305556	0,00888	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,15779	0,0198	0,15777993056	0,03286	0,15777993056	0,03286	2024
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,000246	0,00032	0,000246	0,00065	0,000246	0,00065	2024
	0117	0,000246	0,00032	0,000246	0,00065	0,000246	0,00065	2024
	0118	0,000246	0,00032	0,000246	0,00065	0,000246	0,00065	2024
	0119	0,00282	0,0059	0,0005	0,17967	0,0005	0,17967	2024
	0120	0,00282	0,0059	0,0005	0,17967	0,0005	0,17967	2024
	0121	0,00282	0,0059	0,0005	0,17967	0,0005	0,17967	2024
	0122	0,00282	0,0059	0,0005	0,17967	0,0005	0,17967	2024
Автозаправочная станция	0502	0,06207	0,00645	0,062073	0,00959	0,062073	0,00959	2024
	0504	0,03104	0,00645	0,0310365	0,00959	0,0310365	0,00959	2024
Итого:		0,105128	0,03746	0,0958475	0,73981	0,0958475	0,73981	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6145	0,0000309	0,0000935	0,0005346	0,003236	0,0005346	0,003236	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	7352	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
	7355	-	-	0,0017	0,0546	0,0017	0,0546	2024
Автозаправочная станция	6502	0,03267	0,00061	0,03267	0,00243	0,03267	0,00243	2024
	6504	0,00044	0,00234	0,00044444444	0,00467	0,00044444444	0,00467	2024
Итого:		0,0331409	0,0030435	0,03534914444	0,064938	0,03534914444	0,064938	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,1382689	0,0405035	0,13119664444	0,804748	0,13119664444	0,804748	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0616) Ксилол								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0119	0,027	0,06604	0,00103	0,37121	0,00103	0,37121	2024
	0120	0,027	0,06604	0,00103	0,37121	0,00103	0,37121	2024
	0121	0,027	0,06604	0,00103	0,37121	0,00103	0,37121	2024
	0122	0,027	0,06604	0,00103	0,37121	0,00103	0,37121	2024
Автозаправочная станция	0502	0,00466	0,00048	0,004655475	0,00072	0,004655475	0,00072	2024
	0504	0,00233	0,00048	0,0023277375	0,00072	0,0023277375	0,00072	2024
Итого:		0,11499	0,26512	0,0111032125	1,48628	0,0111032125	1,48628	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6128	0,06105	0,0219775	0,06104861111	0,043955	0,06104861111	0,043955	2024
	6145	0,0002951	0,0008932	0,0011045	0,0066842	0,0011045	0,0066842	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	7274	0,00935	0,14743	0,00935005	0,29486	0,00935005	0,29486	2024
	7307	0,0094	0,1474	0,00935005	0,2949	0,00935005	0,2949	2024
	7352	-	-	0,00000002	0,000001	0,00000002	0,000001	2024
	7355	-	-	0,0017	0,0543	0,0017	0,0543	2024
Автозаправочная станция	6502	0,00245	0,00005	0,00245025	0,00018	0,00245025	0,00018	2024
	6504	0,00003	0,00018	0,00003333333	0,00035	0,00003333333	0,00035	2024
Итого:		0,0825751	0,3179307	0,08503681444	0,6952302	0,08503681444	0,6952302	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,1975651	0,5830507	0,09614002694	2,1815102	0,09614002694	2,1815102	2024
(0621) Толуол								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,0000811	0,00011	0,0000811	0,00021	0,0000811	0,00021	2024
	0117	0,0000811	0,00011	0,0000811	0,00021	0,0000811	0,00021	2024
	0118	0,0000811	0,00011	0,0000811	0,00021	0,0000811	0,00021	2024
	0119	0,03159	0,05643	0,00037	0,13456	0,00037	0,13456	2024
	0120	0,03159	0,05643	0,00037	0,13456	0,00037	0,13456	2024
	0121	0,03159	0,05643	0,00037	0,13456	0,00037	0,13456	2024
	0122	0,03159	0,05643	0,00037	0,13456	0,00037	0,13456	2024
Автозаправочная станция	0502	0,045	0,00467	0,045002925	0,00695	0,045002925	0,00695	2024
	0504	0,0225	0,00467	0,0225014625	0,00695	0,0225014625	0,00695	2024
Итого:		0,1941033	0,23539	0,0692276875	0,55277	0,0692276875	0,55277	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6128	0,13998	0,0503927	0,13997972222	0,1007854	0,13997972222	0,1007854	2024
	6145	0,0003454	0,0010454	0,0004004	0,0024238	0,0004004	0,0024238	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины,	7352	-	-	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
узел приема скребков PST-01								
	7355	-	-	0,0017	0,0541	0,0017	0,0541	2024
Автозаправочная станция	6502	0,02369	0,00044	0,02368575	0,00176	0,02368575	0,00176	2024
	6504	0,00032	0,00169	0,00032222222	0,00339	0,00032222222	0,00339	2024
Итого:		0,1643354	0,0535681	0,16608813444	0,1624602	0,16608813444	0,1624602	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,3584387	0,2889581	0,23531582194	0,7152302	0,23531582194	0,7152302	2024
(0627) Этилбензол								
Организованные источники								
Автозаправочная станция	0502	0,00155	0,00016	0,001551825	0,00024	0,001551825	0,00024	2024
	0504	0,00078	0,00016	0,0007759125	0,00024	0,0007759125	0,00024	2024
Итого:		0,00233	0,00032	0,0023277375	0,00048	0,0023277375	0,00048	2024
Неорганизованные источники								
	6502	0,00082	0,00002	0,00081675	0,00006	0,00081675	0,00006	2024
	6504	0,00001	0,00006	0,00001111111	0,00012	0,00001111111	0,00012	2024
Итого:		0,00083	0,00008	0,00082786111	0,00018	0,00082786111	0,00018	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00316	0,0004	0,00315559861	0,00066	0,00315559861	0,00066	2024
(0703) Бенз/а/пирен								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,000001	0,0000002	0,0000012	0,0000004	0,0000012	0,0000004	2024
	0102	0,000001	0,00000015	0,0000007	0,0000003	0,0000007	0,0000003	2024
	0103	0,000001	0,00000025	0,0000012	0,0000005	0,0000012	0,0000005	2024
	0104	0,000001	0,00000025	0,0000012	0,0000005	0,0000012	0,0000005	2024
	0134	0,0000008	0,0000002	0,0000008	0,0000004	0,0000008	0,0000004	2024
	0135	0,0000002	0,00000005	0,0000002	0,0000001	0,0000002	0,0000001	2024
	0136	0,0000002	0,0000001	0,0000002	0,0000001	0,0000002	0,0000001	2024
	0137	0,000001156	0,00000025	0,0000011	0,0000005	0,0000011	0,0000005	2024
	0141	0,000001	0,00000005	0,0000015	0,0000002	0,0000015	0,0000002	2024
	0146	-	-	0,0000015	0,0000001	0,0000015	0,0000001	2024
	0149	-	-	0,0000012	0,00000072	0,0000012	0,00000072	2024
	0401	0,0000007	0,00000015	0,0000007	0,0000003	0,0000007	0,0000003	2024
Установка подготовки газа	0204	0,0000004	0,00000005	0,0000004	0,0000001	0,0000004	0,0000001	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,000001	0,0000001	0,0000012	0,0000002	0,0000012	0,0000002	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,00000056	0,0000004	0,00000056	0,0000004	2024
	0403	0,0000002	0,000000025	0,0000002	0,000000049	0,0000002	0,000000049	2024
	0404	0,000001	0,0000001	0,0000006	0,0000002	0,0000006	0,0000002	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Морская насосная	0601	0,0000017	0,0000003	0,0000017	0,0000006	0,0000017	0,0000006	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,000001	0,0000001	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	2024
	0802	0,0000002	0,000000045	0,0000002	0,0000001	0,0000002	0,0000001	2024
	0803	0,0000002	0,000000045	0,0000002	0,0000001	0,0000002	0,0000001	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,0000007	0,000002	0,0000007	0,0000036	0,0000007	0,0000036	2024
	0902	0,0000004	0,000001	0,0000004	0,000002	0,0000004	0,000002	2024
	0903	0,0000003	0,00000045	0,0000003	0,0000004	0,0000003	0,0000004	2024
	1001	0,0000007	0,000002	0,0000007	0,0000036	0,0000007	0,0000036	2024
	1002	0,0000004	0,000001	0,0000004	0,000002	0,0000004	0,000002	2024
	1003	0,0000003	0,00000045	0,0000003	0,0000009	0,0000003	0,0000009	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	0,0000199	0,00002	0,0000199	0,00003	0,0000199	0,00003	2024
	1102	0,0000199	0,00002	0,0000199	0,00003	0,0000199	0,00003	2024
	1103	0,0000199	0,00002	0,0000199	0,00003	0,0000199	0,00003	2024
	1104	0,0000199	0,00002	0,0000199	0,00003	0,0000199	0,00003	2024
	1109	0,0000021	0,00000015	0,0000021	0,0000003	0,0000021	0,0000003	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,0000013	0,0000001	0,0000013	0,0000002	0,0000013	0,0000002	2024
Итого:		0,000099556	0,000089565	0,00010336	0,000139069	0,00010336	0,000139069	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,000099556	0,000089565	0,00010336	0,000139069	0,00010336	0,000139069	2024
(0906) Четыреххлористый углерод								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,000493	0,00065	0,000493	0,0013	0,000493	0,0013	2024
	0117	0,000493	0,00065	0,000493	0,0013	0,000493	0,0013	2024
	0118	0,000493	0,00065	0,000493	0,0013	0,000493	0,0013	2024
Итого:		0,001479	0,00195	0,001479	0,0039	0,001479	0,0039	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,001479	0,00195	0,001479	0,0039	0,001479	0,0039	2024
(1042) Бутиловый спирт								
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6128	0,01275	0,00459	0,01275	0,00918	0,01275	0,00918	2024
Итого:		0,01275	0,00459	0,01275	0,00918	0,01275	0,00918	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,01275	0,00459	0,01275	0,00918	0,01275	0,00918	2024
(1052) Метанол								
Организованные источники								

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Центральный пункт сбора нефти	0128	0,04453	0,70211	0,04453	1,40421	0,04453	1,40421	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0304	0,01113	0,11713	0,01113184086	0,23425	0,01113184086	0,23425	2024
	0306	0,01113	0,11713	0,01113184086	0,23425	0,01113184086	0,23425	2024
	0317	0,01113	0,11713	0,01113184086	0,23425	0,01113184086	0,23425	2024
Итого:		0,07792	1,0535	0,07792552258	2,10696	0,07792552258	2,10696	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6126	0,0008	0,01257	0,0007974	0,02515	0,0007974	0,02515	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	6302	0,0008	0,01257	0,0007974	0,02515	0,0007974	0,02515	2024
	6304	0,0008	0,01257	0,0007974	0,02515	0,0007974	0,02515	2024
	6318	0,0008	0,01257	0,0007974	0,02515	0,0007974	0,02515	2024
	6338	0,00014	0,00213	0,0001353	0,00427	0,0001353	0,00427	2024
	6349	0,00013	0,00202	0,0001281	0,00404	0,0001281	0,00404	2024
	6360	0,00027	0,00427	0,0002706	0,00853	0,0002706	0,00853	2024
	6373	0,07113	1,15445	0,07113	2,30891	0,07113	2,30891	2024
	7348	0,00403545	0,06365	0,00403545	0,1273	0,00403545	0,1273	2024
	7349	0,0052981	0,08355	0,0052981	0,1671	0,0052981	0,1671	2024
	7356	-	-	0,0103	0,3255	0,0103	0,3255	2024
	7357	-	-	0,0103	0,3255	0,0103	0,3255	2024
Итого:		0,08420355	1,36035	0,10478715	3,37175	0,10478715	3,37175	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,16212355	2,41385	0,18271267258	5,47871	0,18271267258	5,47871	2024
(1061) Этиловый спирт								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,00167	0,00219	0,00167	0,00439	0,00167	0,00439	2024
	0117	0,00167	0,00219	0,00167	0,00439	0,00167	0,00439	2024
	0118	0,00167	0,00219	0,00167	0,00439	0,00167	0,00439	2024
Итого:		0,00501	0,00657	0,00501	0,01317	0,00501	0,01317	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00501	0,00657	0,00501	0,01317	0,00501	0,01317	2024
(1078) Этиленгликоль								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0119	0,365	0,76293	-	-	-	-	2024
	0120	0,365	0,76293	-	-	-	-	2024
	0121	0,365	0,76293	-	-	-	-	2024
	0122	0,365	0,76293	-	-	-	-	2024
Морская насосная	0602	0,02473	0,59585	0,02472762388	0,77981	0,02472762388	0,77981	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1110	0,0051	0,08043	0,00510096667	0,16086	0,00510096667	0,16086	2024
Итого:		1,48983	3,728	0,02982859055	0,94067	0,02982859055	0,94067	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6140	0,00669	0,10553	0,00669275	0,21106	0,00669275	0,21106	2024
	6142	0,00266	0,0419	0,0026573	0,0838	0,0026573	0,0838	2024
	6145	0,0039899	0,0120736	-	-	-	-	2024
Установка подготовки газа	6205	0,00027	0,00427	0,0002706	0,00853	0,0002706	0,00853	2024
	6209	0,00187	0,02949	0,0018702	0,05898	0,0018702	0,05898	2024
	6213	0,00214	0,03372	0,0021384	0,06744	0,0021384	0,06744	2024
	6214	0,01111	0,1752	0,01111111111	0,3504	0,01111111111	0,3504	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7102	0,0051	0,08043	0,00510096667	0,16086	0,00510096667	0,16086	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	8001	0,01619	0,2553	0,0161913	0,51061	0,0161913	0,51061	2024
	8002	0,00945	0,14899	0,00944905	0,29799	0,00944905	0,29799	2024
	8003	0,00945	0,14899	0,00944905	0,29799	0,00944905	0,29799	2024
	8004	0,01208	0,19046	0,01207885	0,38092	0,01207885	0,38092	2024
	8005	0,01208	0,19046	0,01207885	0,38092	0,01207885	0,38092	2024
Итого:		0,0930799	1,4168136	0,08908842778	2,8095	0,08908842778	2,8095	2024
Всего по загрязняющему веществу:		1,5829099	5,1448136	0,11891701833	3,75017	0,11891701833	3,75017	2024
(1210) Бутилацетат								
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6128	0,15362	0,055302	0,15361666667	0,110604	0,15361666667	0,110604	2024
Итого:		0,15362	0,055302	0,15361666667	0,110604	0,15361666667	0,110604	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,15362	0,055302	0,15361666667	0,110604	0,15361666667	0,110604	2024
(1240) Этилацетат								
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6128	0,051	0,01836	0,051	0,03672	0,051	0,03672	2024
Итого:		0,051	0,01836	0,051	0,03672	0,051	0,03672	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,051	0,01836	0,051	0,03672	0,051	0,03672	2024
(1325) Формальдегид								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,01217	0,002005	0,0122	0,004	0,0122	0,004	2024
	0102	0,00667	0,00126	0,0067	0,0025	0,0067	0,0025	2024
	0103	0,01213	0,002085	0,0121	0,0042	0,0121	0,0042	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0104	0,01213	0,002085	0,0121	0,0042	0,0121	0,0042	2024
	0134	0,008	0,001625	0,008	0,0032	0,008	0,0032	2024
	0135	0,0025	0,00073	0,0025	0,0015	0,0025	0,0015	2024
	0136	0,0025	0,00073	0,0025	0,0015	0,0025	0,0015	2024
	0137	0,01333	0,00268	0,0107	0,0045	0,0107	0,0045	2024
	0141	0,01467	0,00061	0,0147	0,0014	0,0147	0,0014	2024
	0146	-	-	0,0147	0,0012	0,0147	0,0012	2024
	0149	-	-	0,012	0,0064	0,012	0,0064	2024
	0401	0,00667	0,00126	0,0067	0,0025	0,0067	0,0025	2024
Установка подготовки газа	0204	0,00367	0,000305	0,0037	0,0006	0,0037	0,0006	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0304	0,0334	0,35138	0,03339552258	0,70276	0,03339552258	0,70276	2024
	0306	0,0334	0,35138	0,03339552258	0,70276	0,03339552258	0,70276	2024
	0317	0,0334	0,35138	0,03339552258	0,70276	0,03339552258	0,70276	2024
	0333	0,01217	0,00071	0,0122	0,0014	0,0122	0,0014	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,0056	0,00362	0,0056	0,00362	2024
	0403	0,0025	0,000265	0,0025	0,0005	0,0025	0,0005	2024
	0404	0,00557	0,0011	0,0056	0,0022	0,0056	0,0022	2024
Морская насосная	0601	0,01693	0,002505	0,0169	0,005	0,0169	0,005	2024
	0602	0,0106	0,25536	0,01059755309	0,3342	0,01059755309	0,3342	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,00973	0,000835	0,0097	0,0017	0,0097	0,0017	2024
	0802	0,0025	0,00049	0,0025	0,001	0,0025	0,001	2024
	0803	0,0025	0,00049	0,0025	0,001	0,0025	0,001	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,00733	0,016265	0,0073	0,0325	0,0073	0,0325	2024
	0902	0,00417	0,00915	0,0042	0,0183	0,0042	0,0183	2024
	0903	0,00333	0,00407	0,0033	0,0041	0,0033	0,0041	2024
	1001	0,00733	0,016265	0,0073	0,0325	0,0073	0,0325	2024
	1002	0,00417	0,00915	0,0042	0,0183	0,0042	0,0183	2024
	1003	0,00333	0,00407	0,0033	0,0081	0,0033	0,0081	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	0,2292	0,21486	0,2292	0,32767	0,2292	0,32767	2024
	1102	0,2292	0,21486	0,2292	0,32767	0,2292	0,32767	2024
	1103	0,2292	0,21486	0,2292	0,32767	0,2292	0,32767	2024
	1104	0,2292	0,21486	0,2292	0,32767	0,2292	0,32767	2024
	1109	0,021	0,001525	0,021	0,003	0,021	0,003	2024
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1202	0,0133	0,000815	0,0133	0,0016	0,0133	0,0016	2024
Итого:		1,2379	2,25202	1,26758412083	3,92568	1,26758412083	3,92568	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Неорганизованные источники								
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	6373	0,00625	0,1971	0,00625	0,3942	0,00625	0,3942	2024
	6387	0,0555	0,69996	0,05550217317	1,39992	0,05550217317	1,39992	2024
	7204	0,0555	0,69996	0,05550217317	1,39992	0,05550217317	1,39992	2024
	7232	0,0555	0,69996	0,05550217317	1,39992	0,05550217317	1,39992	2024
Итого:		0,17275	2,29698	0,1727565195	4,59396	0,1727565195	4,59396	2024
Всего по загрязняющему веществу:		1,41065	4,549	1,44034064033	8,51964	1,44034064033	8,51964	2024
(1401) Ацетон								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,000637	0,00084	0,000637	0,00167	0,000637	0,00167	2024
	0117	0,000637	0,00084	0,000637	0,00167	0,000637	0,00167	2024
	0118	0,000637	0,00084	0,000637	0,00167	0,000637	0,00167	2024
Итого:		0,001911	0,00252	0,001911	0,00501	0,001911	0,00501	2024
Неорганизованные источники								
	6128	0,06424	0,0231278	0,06424388889	0,0462556	0,06424388889	0,0462556	2024
Итого:		0,06424	0,0231278	0,06424388889	0,0462556	0,06424388889	0,0462556	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,066151	0,0256478	0,06615488889	0,0512656	0,06615488889	0,0512656	2024
(1555) Уксусная кислота								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0116	0,000192	0,00025	0,000192	0,0005	0,000192	0,0005	2024
	0117	0,000192	0,00025	0,000192	0,0005	0,000192	0,0005	2024
	0118	0,000192	0,00025	0,000192	0,0005	0,000192	0,0005	2024
Итого:		0,000576	0,00075	0,000576	0,0015	0,000576	0,0015	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,000576	0,00075	0,000576	0,0015	0,000576	0,0015	2024
(1715) Метилмеркаптан								
Организованные источники								
Установка подготовки газа	0201	0,00001903	0,0002352	-	-	-	-	2024
	0202	0,00000903	0,00012415	-	-	-	-	2024
Итого:		0,00002806	0,00035935	-	-	-	-	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00002806	0,00035935	-	-	-	-	2024
(2704) Бензин								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0138	0,00018	0,0001	0,00018055556	0,0001014	0,00018055556	0,0001014	2024
	0140	0,00018	0,00002	0,00018402778	0,00003767425	0,00018402778	0,00003767425	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Итого:		0,00036	0,00012	0,00036458333	0,00013907425	0,00036458333	0,00013907425	2024
Неорганизованные источники								
	6129	0,00025	0,000421575	0,00025	0,00084315	0,00025	0,00084315	2024
	6136	0,001995	0,001463	0,001995	0,001463	0,001995	0,001463	2024
	6139	0,00042	0,000702625	0,00041666667	0,00140525	0,00041666667	0,00140525	2024
Автозаправочная станция	6505	0,00008	0,000140525	0,00008333333	0,00028105	0,00008333333	0,00028105	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,00083	0,001405	0,00083333333	0,0028105	0,00083333333	0,0028105	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7108	0,00042	0,0007	0,00041666667	0,00140525	0,00041666667	0,00140525	2024
Итого:		0,003995	0,004832725	0,003995	0,0082082	0,003995	0,0082082	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,004355	0,004952725	0,00435958333	0,00834727425	0,00435958333	0,00834727425	2024
(2732) Керосин								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0140	0,0004	0,00188	0,00040375	0,0018806625	0,00040375	0,0018806625	2024
Итого:		0,0004	0,00188	0,00040375	0,0018806625	0,00040375	0,0018806625	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,0004	0,00188	0,00040375	0,0018806625	0,00040375	0,0018806625	2024
(2735) Масло минеральное нефтяное								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0130	0,000003	0,0000024	0,000003	0,0000024	0,000003	0,0000024	2024
	0151	-	-	0,000033	0,000073	0,000033	0,000073	2024
Коммерческий узел учета нефти	0154	-	-	0,0000325	0,0000729	0,0000325	0,0000729	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1107	0,00022	0,00007	0,00021666667	0,00007	0,00021666667	0,00007	2024
	1108	0,00022	0,00007	0,00021666667	0,00007	0,00021666667	0,00007	2024
Итого:		0,000443	0,0001424	0,00050183333	0,0002883	0,00050183333	0,0002883	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,000443	0,0001424	0,00050183333	0,0002883	0,00050183333	0,0002883	2024
(2754) Углеводороды предельные С12-С19								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0101	0,29403	0,04812	0,294	0,096	0,294	0,096	2024
	0102	0,16111	0,03024	0,1611	0,0602	0,1611	0,0602	2024
	0103	0,29322	0,04998	0,2932	0,0997	0,2932	0,0997	2024
	0104	0,29322	0,04998	0,2932	0,0997	0,2932	0,0997	2024
	0105	0,01629	0,00133	0,01596	0,00144	0,01596	0,00144	2024
	0106	0,01629	0,00087	0,01629	0,00175	0,01629	0,00175	2024
	0119	0,02228	0,04656	0,07069	25,39209	0,07069	25,39209	2024
	0120	0,02228	0,04656	0,07069	25,39209	0,07069	25,39209	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0121	0,02228	0,04656	0,07069	25,39209	0,07069	25,39209	2024
	0122	0,02228	0,04656	0,07069	25,39209	0,07069	25,39209	2024
	0134	0,19333	0,039	0,1933	0,0779	0,1933	0,0779	2024
	0135	0,06	0,0183	0,06	0,0366	0,06	0,0366	2024
	0136	0,06	0,0183	0,06	0,0366	0,06	0,0366	2024
	0137	0,32	0,06705	0,2578	0,107	0,2578	0,107	2024
	0141	0,35444	0,01464	0,3544	0,0341	0,3544	0,0341	2024
	0146	-	-	0,3544	0,0292	0,3544	0,0292	2024
	0149	-	-	0,29	0,155	0,29	0,155	2024
	0150	-	-	0,00174	0,00156	0,00174	0,00156	2024
	0401	0,16111	0,03024	0,1611	0,0604	0,1611	0,0604	2024
Установка подготовки газа	0204	0,08861	0,00732	0,0886	0,0146	0,0886	0,0146	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0333	0,29403	0,0171	0,294	0,0341	0,294	0,0341	2024
Коммерческий узел учета нефти	0152	-	-	0,1345	0,0866	0,1345	0,0866	2024
	0153	-	-	0,0017373	0,0015636	0,0017373	0,0015636	2024
	0403	0,06	0,006675	0,06	0,0134	0,06	0,0134	2024
	0404	0,13453	0,02634	0,1345	0,0526	0,1345	0,0526	2024
Автозаправочная станция	0501	0,01086	0,00086	0,0108584	0,00109	0,0108584	0,00109	2024
	0503	0,00543	0,00086	0,0054292	0,00109	0,0054292	0,00109	2024
Морская насосная	0601	0,40922	0,06012	0,4092	0,12	0,4092	0,12	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0,23522	0,01998	0,2352	0,04	0,2352	0,04	2024
	0802	0,06	0,012225	0,06	0,0245	0,06	0,0245	2024
	0803	0,06	0,012225	0,06	0,0245	0,06	0,0245	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0,17722	0,39036	0,1772	0,7788	0,1772	0,7788	2024
	0902	0,10069	0,2196	0,1007	0,4381	0,1007	0,4381	2024
	0903	0,08056	0,09762	0,0806	0,0974	0,0806	0,0974	2024
	1001	0,17722	0,39036	0,1772	0,7788	0,1772	0,7788	2024
	1002	0,10069	0,2196	0,1007	0,4381	0,1007	0,4381	2024
	1003	0,08056	0,09762	0,0806	0,1948	0,0806	0,1948	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	5,5	2,96655	5,5	2,95935	5,5	2,95935	2024
	1102	5,5	2,96655	5,5	2,95935	5,5	2,95935	2024
	1103	5,5	2,96655	5,5	2,95935	5,5	2,95935	2024
	1104	5,5	2,96655	5,5	2,95935	5,5	2,95935	2024
	1105	0,00652	0,00133	0,00651504	0,00297	0,00651504	0,00297	2024
	1106	0,00652	0,00133	0,00651504	0,00297	0,00651504	0,00297	2024
	1109	0,5075	0,0366	0,5075	0,0731	0,5075	0,0731	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1201	0,00034	0,00078	0,0003420396	0,00079	0,0003420396	0,00079	2024
	1202	0,3222	0,0195	0,3222	0,039	0,3222	0,039	2024
Итого:		27,23008	14,058895	28,1433470196	117,5617836	28,1433470196	117,5617836	2024
Неорганизованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	6101	0,01764	0,25424	0,01764	0,50239	0,01764	0,50239	2024
	6102	0,02216	0,00199	0,02216	0,00399	0,02216	0,00399	2024
	6106	0,00108	0,01703	0,0010799676	0,03405785823	0,0010799676	0,03405785823	2024
	6129	0,00008	0,0001337725	0,000075	0,000267545	0,000075	0,000267545	2024
	6135	0,000499	0,000183	0,000499	0,000183	0,000499	0,000183	2024
	6138	0,04368	0,68875	0,04368	1,37749	0,04368	1,37749	2024
	6139	0,00007	0,0001012875	0,00006944444	0,000202575	0,00006944444	0,000202575	2024
	6145	0,0002435	0,0007365	0,0755528	0,4572499	0,0755528	0,4572499	2024
	6407	-	-	0,0194	0,0002	0,0194	0,0002	2024
	7437	-	-	0,0431	0,56666666667	0,0431	0,56666666667	2024
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	7305	0,0007	0,0109	0,00069195	0,0218	0,00069195	0,0218	2024
	7350	0,0026793	0,04225	0,0026793	0,0845	0,0026793	0,0845	2024
Коммерческий узел учета нефти	6408	-	-	0,0194	0,0001	0,0194	0,0001	2024
Автозаправочная станция	6501	0,00543	0,00077	0,0054292	0,00308	0,0054292	0,00308	2024
	6503	0,01108	0,05824	0,01108	0,11647	0,01108	0,11647	2024
	6505	0,00002	0,0000329595	0,00002055556	0,000065919	0,00002055556	0,000065919	2024
Вахтовый поселок подрядных компаний	6801	0,00031	0,000545	0,00030555556	0,00109135	0,00030555556	0,00109135	2024
	6802	0,002	0,00359	0,002	0,0071832	0,002	0,0071832	2024
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	6902	0,0133	0,1976	0,0133	0,4194	0,0133	0,4194	2024
	6903	-	-	0,0125	0,0075435	0,0125	0,0075435	2024
	7002	0,0133	0,1976	0,0133	0,4194	0,0133	0,4194	2024
	7003	-	-	0,0125	0,0081024	0,0125	0,0081024	2024
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	7105	0,01638	0,08662	0,01637971912	0,17323	0,01637971912	0,17323	2024
	7106	0,00795	0,12535	0,00794957868	0,25069791325	0,00794957868	0,25069791325	2024

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7108	0,00007	0,0001	0,00006944444	0,000202575	0,00006944444	0,000202575	2024
Итого:		0,1586718	1,6867625195	0,3408615154	4,45556440215	0,3408615154	4,45556440215	2024
Всего по загрязняющему веществу:		27,3887518	15,7456575195	28,484208535	122,017348002	28,484208535	122,017348002	2024
(2902) Взвешенные частицы								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0129	0,04568	0,035793	0,04568	0,071686	0,04568	0,071686	2024
	0139	0,0105	0,0133	0,0105	0,0266	0,0105	0,0266	2024
Итого:		0,05618	0,049093	0,05618	0,098286	0,05618	0,098286	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,05618	0,049093	0,05618	0,098286	0,05618	0,098286	2024
(2908) Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0131	0,0001	0,0002	0,00006410256	0,0003	0,00006410256	0,0003	2024
Итого:		0,0001	0,0002	0,00006410256	0,0003	0,00006410256	0,0003	2024
Неорганизованные источники								
	6127	0,00031	0,00325	0,00030917047	0,00325	0,00030917047	0,00325	2024
Итого:		0,00031	0,00325	0,00030917047	0,00325	0,00030917047	0,00325	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00041	0,00345	0,00037327304	0,00355	0,00037327304	0,00355	2024
(2930) Пыль абразивная								
Организованные источники								
Центральный пункт сбора нефти	0129	0,00212	0,002862	0,00212	0,005724	0,00212	0,005724	2024
	0139	0,0053	0,0077	0,0053	0,0153	0,0053	0,0153	2024
Итого:		0,00742	0,010562	0,00742	0,021024	0,00742	0,021024	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0,00742	0,010562	0,00742	0,021024	0,00742	0,021024	2024
Всего по объекту:		**299,7973**	**1052,7287**	**265,1529**	**2139,7609**	**265,1529**	**2139,7609**	2024
Итого по организованным источникам:		**293,7789**	**994,6840**	**258,2568**	**2017,3951**	**258,2568**	**2017,3951**	2024
в том числе факелы**		53,030537	61,376382	40,3146	96,1360	40,3146	96,1360	2024
из них по категориям сжигания								
V6		*53,03054*	*0*	*40,3146*	*10,9381*	*40,31460*	*10,9381*	2024
V7			*13,4383977*		*37,841*		*37,841*	2024
V8			*47,93798462*		*47,3567*		*47,3567*	2024
V9			*0*		*0*		*0*	2024
Итого по неорганизованным источникам:		**6,0184**	**58,0447**	**6,8960**	**122,3658**	**6,8960**	**122,3658**	2024

3.4. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ.

В период эксплуатации объектов оператора основными мероприятиями, направленными на снижение выбросов вредных веществ, а также на предупреждение и предотвращение выделений вредных и взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются мероприятия:

- Производственный мониторинг за состоянием атмосферного воздуха
- Калибровка и поверка дыхательных клапанов
- Технический осмотр автотранспортных средств (включая визуальный осмотр на содержание сажи в выхлопных газах)
- Контроль за техническим состоянием защитных устройств и систем автоматического управления и регулирования, а также иных технических средств, предупреждающих возникновение и развитие аварийных ситуации при нарушении технологических параметров процесса
- Техническое обслуживание электрохимической катодной защитой металлических конструкций (трубопроводы, емкости и резервуары) для поддержания рабочего состояния.
- Подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование
- Утилизация газа на месторождении с использованием его в качестве топлива на нужды собственных печей подогрева нефти, для выработки электроэнергии, на закачку в пласт, на подготовку и продажу через магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ показал, что по всем ингредиентам на границе ЖЗ, СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха.

С 4 квартала текущего года система хранения товарной нефти (4 резервуара) будет подключена к установке утилизации паров (УУП), которая будет работать в режиме пуско-наладки (источник №6145). Со второго полугодия 2023 года, настоящим проектом учтена работа УУП в штатном режиме, соответственно учтено снижение выбросов от резервуаров хранения нефти (источники №№0119-0122) на 60%.

УУП позволит контролировать и снижать выбросы углеводородов в атмосферу (ч/з дыхательные клапаны) из нефтяных резервуаров в результате испарения углеводородных продуктов при хранении, наполнении/опорожнении и в связи с условиями окружающей среды. УУП будет направлять «уловленный» газ НД в процесс на вход в бустерный компрессор С-103.

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

Согласно проведенному расчету рассеивания на предприятии не наблюдается превышения предельно допустимых выбросов вредных веществ, в связи, с чем дополнительного внедрения малоотходной технологии, перепрофилирования или сокращения объема производства не требуется.

3.6. Уточнение границ области воздействия объекта

В соответствии с Методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду, (утв. приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) при нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

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

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества.

Согласно п. 28 Методики, 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.

Граница санитарно-защитной зоны - линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы. Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Таким образом, до введения ЭНК санитарно-защитная зона (СЗЗ) по своему назначению является областью воздействия.

В 2024 году оператор планирует начать работы по посадке зеленых насаждений на границе СЗЗ. В настоящее время заключен договор на разработку проекта озеленения СЗЗ месторождения Дунга – Контракт №8500010085 от 07.06.2022 г. с ТОО ОАЗИС МАНГИСТАУ (Приложение 18).

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (№ ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 г.), Приложение 1, п.11.3: «Производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 до 1 тонны в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов», размер СЗЗ устанавливается - 1000 метров.

При расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере от объектов месторождений, размер санитарно-защитной зоны месторождения Дунга был принят **1000 м**. В границы санитарно-защитной зоны жилая застройка не попадает.

Также были учтены контрольные точки на СЗЗ и одна точка на ближайшей жилой зоне (с. Саина Шапагатова) расположенной на расстоянии 14 км от месторождения с южной стороны.

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере на границе ССЗ не превышает ПДК, следовательно, принятый размер санитарно-защитной зоны остается на прежнем уровне, и не требует уточнения и корректировки.

По результатам расчетов рассеивания максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на границе нормативной СЗЗ предприятий не превышают критериев качества воздуха для населенных мест.

Граница области воздействия на атмосферный воздух определялась как проекция замкнутой линии, ограничивающая область, за границей которой соблюдаются гигиенические нормативы (до утверждения ЭНК). Граница области воздействия находится в пределах установленной СЗЗ.

Граница установленной СЗЗ и область воздействия нанесены на карту-схему и представлены в Приложении 13.

3.7. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ)

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

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

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

Согласно данным писем РГП «Казгидромет» по Мангистауской области №30-02/575 от 30.11.2021 г. и № 30-03/514 (76DB4654DE134AF7) от 25.08.2022 г. в настоящее время в районе расположения месторождения Дунга отсутствуют действующие пункты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха, и на 2024 год прогноз НМУ отсутствует (Приложение 9).

На случай возможного прогнозирования периодов НМУ в проекте разработан план мероприятий по снижению выбросов при наступлении неблагоприятных метеорологических условий на I-III режимы работы предприятия, обеспечивающие уменьшение выброса каждого загрязняющего вещества (согласно РД 52.04.52-85):

- первый режим – до 15-20%;
- второй режим – до 20-40%;

– третий режим – 40-60%.

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

Так как в рамках настоящего проекта НДВ рассмотрены объекты месторождения Дунга, которые представляют единый технологический процесс и по условиям «Методики по регулированию выбросов при НМУ» он не должен быть нарушен. При своевременном предупреждении о наступлении НМУ Компания примет меры по пересмотру графика плановых работ для сокращения выбросов в атмосферу в случаях, не приводящих к возникновению аварийных ситуаций и нарушению технологического процесса, а также при выполнении всех необходимых требований по технике безопасности персонала. Следует отметить, что в силу специфики технологического процесса, сокращение или останов производства приведет к неизбежному опорожнению технологических линий со сбросом газа в факельную систему, что в условиях НМУ может привести к еще более высокому уровню накопления вредных веществ в приземном слое атмосферы.

Исходя из специфики работы данного предприятия, **по I режиму работы** предложен следующий план мероприятий:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу.

Предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу, за исключением технологических установок, сокращение работы которых, может повлиять на целостность технологического процесса, вызвать риски по снижению добычи и отразиться на промышленной безопасности объектов.

3.8. Контроль за соблюдением нормативов предельно допустимых выбросов

Согласно ЭК РК №400-VI от 2 января 2021 года, статья 182, п.1 операторы объектов I и II категории обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Производственный контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов подразделяются на 2 вида:

– контроль непосредственно на источниках;
– контроль за содержанием вредных веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и в контрольных точках.

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

Для организации контроля за соблюдением нормативов выбросов определяются категории источников в разрезе каждого вредного вещества, т.е категория устанавливается для сочетания «источник – вредное вещество» для каждого источника и каждого выбрасываемого им загрязняющего вещества. Все источники, выбрасывающие загрязняющее вещество, подлежащее контролю, делятся на 2 категории. К первой категории относятся источники, для которых при См / ПДК > 0,5 выполняются равенства:

М/ПДК>0,01 при Н>10 м
М/ПДК>0,10 при Н<10 м

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

Ко второй категории относятся более мелкие источники выбросов, которые могут контролироваться эпизодически. Исходя из определенной категории сочетания «источник - вредное вещество», устанавливается следующая периодичность контроля за соблюдением нормативов НДВ:

- I категория - 1 раз в квартал;
- II категория – 2 раза в год;
- III категория – 1 раз в год;
- IV категория – 1 раз в 5 лет.

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).

План-график контроля за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов и на контрольных точках с указанием методов контроля представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов на 2024 год

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0101	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,7786	1085,00163	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1265	176,281411	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0507	70,6519172	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1217	169,592472	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,6286	875,972291	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000012	0,00167223	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0122	17,001053	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,294	409,697508	Экослужба оператора	Расчетный
0102	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,4266	1085,55117	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0693	176,344811	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0278	70,7414969	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0667	169,728699	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,3444	876,380271	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000007	0,00178126	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0067	17,0492097	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1611	409,94443	Экослужба оператора	Расчетный
0103	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,7766	1085,81402	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1262	176,448273	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0506	70,7470888	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1213	169,59727	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,6269	876,508893	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000012	0,0016778	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0121	16,9177821	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,2932	409,941629	Экослужба оператора	Расчетный
0104	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,7766	1085,81402	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1262	176,448273	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0506	70,7470888	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1213	169,59727	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,6269	876,508893	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000012	0,0016778	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0121	16,9177821	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,2932	409,941629	Экослужба оператора	Расчетный
0105	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00004	10,6970573	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,01596	4268,12585	Экослужба оператора	Расчетный
0106	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00005	13,3713216	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,01629	4356,37658	Экослужба оператора	Расчетный
0107	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01376	919,952446	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00026	17,3828224	Экослужба оператора	Расчетный
0108	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,3966	459,567	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0644	74,625	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0002	0,232	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0935	108,345	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	0,0935	108,345	Экослужба оператора	Инструментальный
	Центральный пункт сбора нефти (диз.топливо)	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,3352	487,008	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0545	79,182	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0029	4,213	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0039	5,666	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0875	127,128	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	0,0875	127,128	Экослужба оператора	Инструментальный
0109	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00006	196,27827	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,31386	989602,875	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00176	5543,96005	Экослужба оператора	Расчетный
0110	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00006	196,27827	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,31386	989602,875	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00176	5543,96005	Экослужба оператора	Расчетный
0111	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,3642	435,842	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0592	70,845	Экослужба оператора	Инструментальный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0002	0,239	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0896	107,225	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	0,0896	107,225	Экослужба оператора	Инструментальный
	Центральный пункт сбора нефти (диз.топливо)	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,3352	487,008	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0545	79,182	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0029	4,213	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0039	5,666	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0875	127,128	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	0,0875	127,128	Экослужба оператора	Инструментальный
0116	Центральный пункт сбора нефти	Натр едкий	1 раз/кв.	0,0000262	0,04470364	Экослужба оператора	Расчетный
		Азотная кислота	1 раз/кв.	0,0005	0,85312281	Экослужба оператора	Расчетный
		Аммиак	1 раз/кв.	0,0000492	0,08394728	Экослужба оператора	Расчетный
		Соляная кислота	1 раз/кв.	0,000132	0,22522442	Экослужба оператора	Расчетный
		Серная кислота	1 раз/кв.	0,0000267	0,04555676	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,000246	0,41973642	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,0000811	0,13837652	Экослужба оператора	Расчетный
		Четыреххлористый углерод	1 раз/кв.	0,000493	0,84117909	Экослужба оператора	Расчетный
		Этиловый спирт	1 раз/кв.	0,00167	2,84943019	Экослужба оператора	Расчетный
		Ацетон	1 раз/кв.	0,000637	1,08687846	Экослужба оператора	Расчетный
		Уксусная кислота	1 раз/кв.	0,000192	0,32759916	Экослужба оператора	Расчетный
0117	Центральный пункт сбора нефти	Натр едкий	1 раз/кв.	0,0000262	0,107354	Экослужба оператора	Расчетный
		Азотная кислота	1 раз/кв.	0,0005	2,04874037	Экослужба оператора	Расчетный
		Аммиак	1 раз/кв.	0,0000492	0,20159605	Экослужба оператора	Расчетный
		Соляная кислота	1 раз/кв.	0,000132	0,54086746	Экослужба оператора	Расчетный
		Серная кислота	1 раз/кв.	0,0000267	0,10940274	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,000246	1,00798026	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,0000811	0,33230569	Экослужба оператора	Расчетный
		Четыреххлористый углерод	1 раз/кв.	0,000493	2,02005801	Экослужба оператора	Расчетный
		Этиловый спирт	1 раз/кв.	0,00167	6,84279285	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Ацетон	1 раз/кв.	0,000637	2,61009524	Экослужба оператора	Расчетный
		Уксусная кислота	1 раз/кв.	0,000192	0,7867163	Экослужба оператора	Расчетный
0118	Центральный пункт сбора нефти	Натр едкий	1 раз/кв.	0,0000262	0,08080721	Экослужба оператора	Расчетный
		Азотная кислота	1 раз/кв.	0,0005	1,54212224	Экослужба оператора	Расчетный
		Аммиак	1 раз/кв.	0,0000492	0,15174483	Экослужба оператора	Расчетный
		Соляная кислота	1 раз/кв.	0,000132	0,40712027	Экослужба оператора	Расчетный
		Серная кислота	1 раз/кв.	0,0000267	0,08234933	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,000246	0,75872414	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,0000811	0,25013223	Экослужба оператора	Расчетный
		Четыреххлористый углерод	1 раз/кв.	0,000493	1,52053253	Экослужба оператора	Расчетный
		Этиловый спирт	1 раз/кв.	0,00167	5,15068828	Экослужба оператора	Расчетный
		Ацетон	1 раз/кв.	0,000637	1,96466373	Экослужба оператора	Расчетный
		Уксусная кислота	1 раз/кв.	0,000192	0,59217494	Экослужба оператора	Расчетный
0119	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00394	78,9530272	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,01793	359,29639	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0005	10,0194197	Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00103	20,6400046	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,00037	7,41437057	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,07069	1416,54556	Экослужба оператора	Расчетный
0120	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00394	78,9530272	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,01793	359,29639	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0005	10,0194197	Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00103	20,6400046	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,00037	7,41437057	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,07069	1416,54556	Экослужба оператора	Расчетный
0121	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00394	78,9530272	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,01793	359,29639	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0005	10,0194197	Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00103	20,6400046	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Толуол	1 раз/кв.	0,00037	7,41437057	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,07069	1416,54556	Экослужба оператора	Расчетный
0122	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00394	78,9530272	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,01793	359,29639	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0005	10,0194197	Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00103	20,6400046	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,00037	7,41437057	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,07069	1416,54556	Экослужба оператора	Расчетный
0123	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01953	1306,99563	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00085	56,8840903	Экослужба оператора	Расчетный
0124	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02298	1537,87811	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00099	66,2532346	Экослужба оператора	Расчетный
0125	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02298	1537,87811	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00099	66,2532346	Экослужба оператора	Расчетный
0126	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0115	769,608281	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00043	28,7766574	Экослужба оператора	Расчетный
0127	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,04592	3073,07933	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00209	139,86794	Экослужба оператора	Расчетный
0128	Центральный пункт сбора нефти	Метанол	1 раз/кв.	0,04453	7179,21477	Экослужба оператора	Расчетный
0129	Центральный пункт сбора нефти	Взвешенные частицы	1 раз/кв.	0,04568	12961,6938	Экослужба оператора	Расчетный
		Пыль абразивная	1 раз/кв.	0,00212	601,549711	Экослужба оператора	Расчетный
0130	Центральный пункт сбора нефти	Серная кислота	1 раз/кв.	0,00004	11,3499945	Экослужба оператора	Расчетный
		Масло минеральное нефтяное	1 раз/кв.	0,000003	0,85124959	Экослужба оператора	Расчетный
0131	Центральный пункт сбора нефти	Железо (II, III) оксиды	1 раз/кв.	0,0211	5987,12212	Экослужба оператора	Расчетный
		Марганец и его соединения	1 раз/кв.	0,0004	113,499945	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота диоксид	1 раз/кв.	0,0126	3575,24828	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0146	4142,74801	Экослужба оператора	Расчетный
		Фтористый водород	1 раз/кв.	0,00005961538	16,9158573	Экослужба оператора	Расчетный
		Фториды неорганические плохо растворимые	1 раз/кв.	0,00006410256	18,1890938	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	1 раз/кв.	0,00006410256	18,1890938	Экослужба оператора	Расчетный
0134	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,512	1107,27096	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0832	179,931531	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0333	72,0158651	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,08	173,011087	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,4133	893,81853	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000008	0,00173011	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,008	17,3011087	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1933	418,03804	Экослужба оператора	Расчетный
0135	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,1374	1164,33582	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0223	188,971535	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0117	99,1465004	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0183	155,075295	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,12	1016,88718	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000002	0,00169481	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0025	21,1851497	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,06	508,443592	Экослужба оператора	Расчетный
0136	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,1374	1164,33582	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0223	188,971535	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0117	99,1465004	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0183	155,075295	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,12	1016,88718	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000002	0,00169481	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0025	21,1851497	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,06	508,443592	Экослужба оператора	Расчетный
0137	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,6826	1107,23383	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1109	179,889	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0444	72,0204833	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1067	173,076252	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,5511	893,929918	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000011	0,00178429	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0107	17,3562876	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,2578	418,172986	Экослужба оператора	Расчетный
0138	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00037777778	107,194393	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00006138889	17,4190888	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00005458333	15,4880134	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00133472222	378,727248	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00018055556	51,2326143	Экослужба оператора	Расчетный
0139	Центральный пункт сбора нефти	Взвешенные частицы	1 раз/кв.	0,0105	2979,37357	Экослужба оператора	Расчетный
		Пыль абразивная	1 раз/кв.	0,0053	1503,87428	Экослужба оператора	Расчетный
0140	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00093648889	265,728594	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00015217944	43,1808966	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00002805556	7,96076006	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00015523472	44,0478313	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00389027778	1103,86579	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00018402778	52,2178568	Экослужба оператора	Расчетный
		Керосин	1 раз/кв.	0,00040375	114,564007	Экослужба оператора	Расчетный
0141	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,9386	1107,10839	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1525	179,878574	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0611	72,0693826	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1467	173,03729	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,7578	893,849069	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000015	0,0017693	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0147	17,339115	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,3544	418,02601	Экослужба оператора	Расчетный
0142	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,2399	235,926	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,039	38,354	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0003	0,295	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,1091	107,293	Экослужба оператора	Расчетный
		Метан	1 раз/кв.	0,1091	107,293	Экослужба оператора	Расчетный
	Центральный пункт сбора нефти (диз.топливо)	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,149	216,104	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0242	35,099	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0029	4,206	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0039	5,656	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0875	126,907	Экослужба оператора	Расчетный
		Метан	1 раз/кв.	0,0875	126,907	Экослужба оператора	Расчетный
0143	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,0689	126,507	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0112	20,564	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0001	0,184	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0584	107,228	Экослужба оператора	Расчетный
		Метан	1 раз/кв.	0,0584	107,228	Экослужба оператора	Расчетный
	Центральный пункт сбора нефти (диз.топливо)	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,149	216,104	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0242	35,099	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0029	4,206	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0039	5,656	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0875	126,907	Экослужба оператора	Расчетный
		Метан	1 раз/кв.	0,0875	126,907	Экослужба оператора	Расчетный
0144	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00006	196,278266	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,31386	989602,875	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00176	5543,96005	Экослужба оператора	Расчетный
0145	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00006	196,278266	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,31386	989602,875	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00176	5543,96005	Экослужба оператора	Расчетный
0146	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,9386	1107,10839	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1525	179,878574	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0611	72,0693826	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1467	173,03729	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,7578	893,849069	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000015	0,0017693	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0147	17,339115	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,3544	418,02601	Экослужба оператора	Расчетный
0149	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,768	1207,96563	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1248	196,294415	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,05	78,6435958	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,12	188,74463	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,62	975,180588	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000012	0,00188745	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,012	18,874463	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,29	456,132856	Экослужба оператора	Расчетный
0150	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,000005	0,05765447	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00174	20,063757	Экослужба оператора	Расчетный
0151	Центральный пункт сбора нефти	Масло минеральное нефтяное	1 раз/кв.	0,000033	0,38051953	Экослужба оператора	Расчетный
0152	Коммерческий узел учета нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,3563	721,143274	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0579	117,188312	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0232	46,9562839	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0557	112,735561	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,2876	582,096002	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,00000056	0,00113343	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0056	11,3342754	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1345	272,225008	Экослужба оператора	Расчетный
0153	Коммерческий узел учета нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,000004878	0,0562477	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0017373	20,0326236	Экослужба оператора	Расчетный
0154	Коммерческий узел учета нефти	Масло минеральное нефтяное	1 раз/кв.	0,0000325	0,37475408	Экослужба оператора	Расчетный
0201	Установка подготовки газа	Азота диоксид	1 раз/кв.	3,0439	148,731966	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,4946	24,1672954	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Сажа	1 раз/кв.	2,5366	123,94412	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0011386	0,05563462	Экослужба оператора	Расчетный
		Сероводород	1 раз/кв.	0,0000009673	0,00004726	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	25,3663	1239,45586	Экослужба оператора	Расчетный
		Метан	1 раз/кв.	0,63421	30,9889617	Экослужба оператора	Расчетный
0202	Установка подготовки газа	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,7818	148,826274	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1271	24,1952154	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,6514	124,002858	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0003284	0,06251541	Экослужба оператора	Расчетный
		Сероводород	1 раз/кв.	0,0000002771	0,00005275	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	6,5144	1240,10473	Экослужба оператора	Расчетный
		Метан	1 раз/кв.	0,16286	31,0026183	Экослужба оператора	Расчетный
0203	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172439	15290,9688	Экослужба оператора	Расчетный
0204	Установка подготовки газа	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,2346	1084,79753	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0381	176,175558	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0153	70,7476651	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0367	169,701916	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,1894	875,791357	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000004	0,00184961	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0037	17,1089125	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0886	409,689093	Экослужба оператора	Расчетный
0303	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01376152	920,95476	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626	17,5738378	Экослужба оператора	Расчетный
0304	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,01113184086	1794,69742	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,03339552258	5384,09227	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0305	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01376152	920,95476	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626	17,5738378	Экослужба оператора	Расчетный
0306	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,01113184086	1794,69742	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,03339552258	5384,09227	Экослужба оператора	Расчетный
0308	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0309	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0310	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0311	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0312	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0313	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
0314	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0315	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0316	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0317	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,01113184086	1794,69742	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,03339552258	5384,09227	Экослужба оператора	Расчетный
0318	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0319	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0320	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10		0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0321	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0323	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	1,54917965239	1238238,83	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,06569360326	52508,0293	Экослужба оператора	Расчетный
0324	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	1,54917965239	483700,055	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,06569360326	20511,5007	Экослужба оператора	Расчетный
0325	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0326	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	1,54917965239	309565,259	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,06569360326	13127,2427	Экослужба оператора	Расчетный
0327	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0328	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0329	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
0330	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	7,74589826193	316700,868	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,32846801632	13429,8312	Экослужба оператора	Расчетный
0331	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,07745898262	4403644,78	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00328468016	186738,377	Экослужба оператора	Расчетный
0332	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	2,58196608731	5087617,91	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,10948933877	215742,539	Экослужба оператора	Расчетный
0333	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,7786	1084,956	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1265	176,273997	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0507	70,6489459	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1217	169,58534	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,6286	875,935451	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000012	0,00167216	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0122	17,0003381	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,294	409,680278	Экослужба оператора	Расчетный
0334	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	60,5667276897	1265991,97	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	2,56835711324	53684,9127	Экослужба оператора	Расчетный
0337	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	приема скребков PST-01						
0338	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,53911451903	1236065,03	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,02286137394	52415,8485	Экослужба оператора	Расчетный
0401	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,4266	1085,0962	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0693	176,270902	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0278	70,711848	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0667	169,657563	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,3444	876,012965	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000007	0,00178051	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0067	17,0420641	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1611	409,772615	Экослужба оператора	Расчетный
0402	Коммерческий узел учета нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00012151955	138,808306	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,61268168869	699848,747	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00343236958	3920,69748	Экослужба оператора	Расчетный
0403	Коммерческий узел учета нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,1374	1164,33582	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0223	188,971535	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0117	99,1465004	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0183	155,075295	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,12	1016,88718	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000002	0,00169481	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0025	21,1851497	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,06	508,443592	Экослужба оператора	Расчетный
0404	Коммерческий узел учета нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,3562	1085,05208	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0579	176,374271	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0232	70,671556	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0557	169,672658	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,2876	876,083599	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000006	0,00182771	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0056	17,0586514	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1345	409,712253	Экослужба оператора	Расчетный
0501	Автозаправочная станция	Сероводород	1 раз/кв.	0,00003048889	12,3588829	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0108584	4401,52788	Экослужба оператора	Расчетный
0502	Автозаправочная станция	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	2,342324655	949477,573	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,57045087	231236,224	Экослужба оператора	Расчетный
		Пентилены	1 раз/кв.	0,07759125	31452,1523	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,062073	25161,7218	Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,004655475	1887,12914	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,045002925	18242,2483	Экослужба оператора	Расчетный
		Этилбензол	1 раз/кв.	0,001551825	629,043046	Экослужба оператора	Расчетный
0503	Автозаправочная станция	Сероводород	1 раз/кв.	0,00001524444	12,0157506	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0054292	4279,32376	Экослужба оператора	Расчетный
0504	Автозаправочная станция	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	1,1711623275	923116,256	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,285225435	224816,176	Экослужба оператора	Расчетный
		Пентилены	1 раз/кв.	0,038795625	30578,914	Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0310365	24463,1312	Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,0023277375	1834,73484	Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,0225014625	17735,7701	Экослужба оператора	Расчетный
		Этилбензол	1 раз/кв.	0,0007759125	611,57828	Экослужба оператора	Расчетный
0601	Морская насосная	Азота диоксид	1 раз/кв.	1,0838	1085,18014	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1761	176,324251	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0706	70,6899041	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1693	169,515591	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,8749	876,014123	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000017	0,00170216	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0169	16,9215209	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,4092	409,721087	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0602	Морская насосная	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,02472762388	3986,63648	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,01059755309	1708,55849	Экослужба оператора	Расчетный
0701	Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	Сероводород	1 раз/кв.	0,00545501374	199,724122	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	27,5032860272	1006976,32	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,15407909862	5641,28968	Экослужба оператора	Расчетный
0801	Вахтовый поселок подрядных компаний	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,623	1085,28551	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1012	176,293569	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0406	70,7264712	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0973	169,499647	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,5029	876,067546	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,000001	0,00174203	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0097	16,8977037	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,2352	409,725764	Экослужба оператора	Расчетный
0802	Вахтовый поселок подрядных компаний	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,1374	1164,83914	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0223	189,053223	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0117	99,1893591	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0183	155,142331	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,12	1017,32676	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000002	0,00169554	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0025	21,1943075	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,06	508,66338	Экослужба оператора	Расчетный
0803	Вахтовый поселок подрядных компаний	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,1374	1164,83914	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0223	189,053223	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0117	99,1893591	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0183	155,142331	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,12	1017,32676	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000002	0,00169554	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0025	21,1943075	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,06	508,66338	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0901	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,4694	1085,26004	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0763	176,406776	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0306	70,7476717	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0733	169,47073	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,3789	876,022641	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000007	0,00161841	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0073	16,8777125	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1772	409,689132	Экослужба оператора	Расчетный
0902	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,2666	1107,07373	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0433	179,806048	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0174	72,2546242	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0417	173,161944	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,2153	894,047161	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000004	0,00166103	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0042	17,4407714	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1007	418,163256	Экослужба оператора	Расчетный
0903	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,2134	1085,2532	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0347	176,46807	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0139	70,6889385	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0333	169,34832	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,1722	875,729152	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000003	0,00152566	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0033	16,782266	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0806	409,894133	Экослужба оператора	Расчетный
1001	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,4694	1085,26004	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0763	176,406776	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0306	70,7476717	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0733	169,47073	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,3789	876,022641	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000007	0,00161841	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0073	16,8777125	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1772	409,689132	Экослужба оператора	Расчетный
1002	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,2666	1107,07373	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0433	179,806048	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0174	72,2546242	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0417	173,161944	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,2153	894,047161	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000004	0,00166103	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0042	17,4407714	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,1007	418,163256	Экослужба оператора	Расчетный
1003	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,2134	1085,2532	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0347	176,46807	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0139	70,6889385	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0333	169,34832	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,1722	875,729152	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000003	0,00152566	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0033	16,782266	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0806	409,894133	Экослужба оператора	Расчетный
1101	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Азота диоксид	1 раз/кв.	5,1333	488,031	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	1,6683	158,608	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0356	3,385	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	203,349	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	6,4778	615,855	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	3,6667	348,599	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	8,40E-07	0,00008	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0102	0,97	Экослужба оператора	Расчетный
	Газотурбинные электростанции Taurus-	Азота диоксид	1 раз/кв.	13,2	1178,865	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	2,145	191,565	Экослужба оператора	Инструментальный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	60 (ГТЭС) - дизельное топливо	Сажа	1 раз/кв.	0,9167	81,869	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	191,021	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	11	982,387	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000199	0,002	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,2292	20,469	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	5,5	491,194	Экослужба оператора	Расчетный
1102	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Азота диоксид	1 раз/кв.	5,1333	488,031	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	1,6683	158,608	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0356	3,385	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	203,349	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	6,4778	615,855	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	3,6667	348,599	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	8,40E-07	0,00008	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0102	0,97	Экослужба оператора	Расчетный
	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) - дизельное топливо	Азота диоксид	1 раз/кв.	13,2	1178,865	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	2,145	191,565	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,9167	81,869	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	191,021	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	11	982,387	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000199	0,002	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,2292	20,469	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	5,5	491,194	Экослужба оператора	Расчетный
1103	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Азота диоксид	1 раз/кв.	5,1333	488,031	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	1,6683	158,608	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0356	3,385	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	203,349	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	6,4778	615,855	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	3,6667	348,599	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	8,40E-07	0,00008	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0102	0,97	Экослужба оператора	Расчетный
	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) - дизельное топливо	Азота диоксид	1 раз/кв.	13,2	1178,865	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	2,145	191,565	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,9167	81,869	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	191,021	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	11	982,387	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000199	0,002	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,2292	20,469	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	5,5	491,194	Экослужба оператора	Расчетный
1104	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Азота диоксид	1 раз/кв.	5,1333	488,031	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	1,6683	158,608	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0356	3,385	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	203,349	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	6,4778	615,855	Экослужба оператора	Инструментальный
		Метан	1 раз/кв.	3,6667	348,599	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	8,40E-07	0,00008	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0102	0,97	Экослужба оператора	Расчетный
	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС) - дизельное топливо	Азота диоксид	1 раз/кв.	13,2	1178,865	Экослужба оператора	Инструментальный
		Азота оксид	1 раз/кв.	2,145	191,565	Экослужба оператора	Инструментальный
		Сажа	1 раз/кв.	0,9167	81,869	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	2,1389	191,021	Экослужба оператора	Инструментальный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	11	982,387	Экослужба оператора	Инструментальный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000199	0,002	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,2292	20,469	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	5,5	491,194	Экослужба оператора	Расчетный
1105	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Сероводород	1 раз/кв.	0,00001829333	12,9768271	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00651504	4621,60428	Экослужба оператора	Расчетный
1106	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Сероводород	1 раз/кв.	0,00001829333	12,9768271	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00651504	4621,60428	Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
1107	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Масло минеральное нефтяное	1 раз/кв.	0,00021666667	439,120719	Экослужба оператора	Расчетный
1108	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Масло минеральное нефтяное	1 раз/кв.	0,00021666667	439,120719	Экослужба оператора	Расчетный
1109	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Азота диоксид	1 раз/кв.	1,344	1085,12615	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,2184	176,333	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0875	70,646234	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,21	169,550962	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	1,085	876,013301	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000021	0,00169551	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,021	16,9550962	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,5075	409,748157	Экослужба оператора	Расчетный
1110	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,00510096667	1447,3986	Экослужба оператора	Расчетный
1201	Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	Сероводород	1 раз/кв.	0,0000009604	13,6326115	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0003420396	4855,1572	Экослужба оператора	Расчетный
1202	Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,8534	1107,13023	Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,1387	179,937852	Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,0556	72,130819	Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,1333	172,932341	Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,6889	893,721605	Экослужба оператора	Расчетный
		Бенз/а/пирен	1 раз/кв.	0,0000013	0,00168651	Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,0133	17,2543146	Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,3222	417,995502	Экослужба оператора	Расчетный
6101	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,00005		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,01764		Экослужба оператора	Расчетный
6102		Сероводород	1 раз/кв.	0,00006		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,02216		Экослужба оператора	Расчетный
6103	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,07577836		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0058012		Экослужба оператора	Расчетный
6104	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02238047		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017117		Экослужба оператора	Расчетный
6105	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00862495		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0006629		Экослужба оператора	Расчетный
6106	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,0000030324		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0344338		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026324		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0010799676		Экослужба оператора	Расчетный
6107	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01380952		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0010632		Экослужба оператора	Расчетный
6108	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01372954		Экослужба оператора	Расчетный
6109	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,05112		Экослужба оператора	Расчетный
6110	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01212533		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0021328		Экослужба оператора	Расчетный
6111	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,08229953756		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00300263653		Экослужба оператора	Расчетный
6112	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,03245468604		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00118408473		Экослужба оператора	Расчетный
6113	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01090121		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0003987		Экослужба оператора	Расчетный
6114	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,037551078		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00137002275		Экослужба оператора	Расчетный
6115	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0089557386		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00032674337		Экослужба оператора	Расчетный
6116		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02047027		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6117	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,05169563334		Экослужба оператора	Расчетный
6118	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00440049		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007878		Экослужба оператора	Расчетный
6119	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00052009586		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00026004793		Экослужба оператора	Расчетный
6120	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01716942		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0005252		Экослужба оператора	Расчетный
6121	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01666666667		Экослужба оператора	Расчетный
6122	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02379617		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0005252		Экослужба оператора	Расчетный
6123	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01666666667		Экослужба оператора	Расчетный
6124	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01392		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0005252		Экослужба оператора	Расчетный
6125	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,03333333333		Экослужба оператора	Расчетный
6126	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00133415		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0007974		Экослужба оператора	Расчетный
6127	Центральный пункт сбора нефти	Титан диоксид	1 раз/кв.	0,00212037037		Экослужба оператора	Расчетный
		Железо (II, III) оксиды	1 раз/кв.	0,00429746956		Экослужба оператора	Расчетный
		Марганец и его соединения	1 раз/кв.	0,00034162544		Экослужба оператора	Расчетный
		Хром шестивалентный	1 раз/кв.	0,00000462963		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00276176027		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00411196728		Экослужба оператора	Расчетный
		Фтористый водород	1 раз/кв.	0,00028752854		Экослужба оператора	Расчетный
		Фториды неорганические плохо растворимые	1 раз/кв.	0,00030917047		Экослужба оператора	Расчетный
		Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	1 раз/кв.	0,00030917047		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6128	Центральный пункт сбора нефти	Ксилол	1 раз/кв.	0,06104861111		Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,13997972222		Экослужба оператора	Расчетный
		Бутиловый спирт	1 раз/кв.	0,01275		Экослужба оператора	Расчетный
		Бутилацетат	1 раз/кв.	0,15361666667		Экослужба оператора	Расчетный
		Этилацетат	1 раз/кв.	0,051		Экослужба оператора	Расчетный
		Ацетон	1 раз/кв.	0,06424388889		Экослужба оператора	Расчетный
6129	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00023822222		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00003871111		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00002361111		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00005377778		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00177222222		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00025		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,000075		Экослужба оператора	Расчетный
6130	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01888009		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0014331		Экослужба оператора	Расчетный
6131	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00860695		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007878		Экослужба оператора	Расчетный
6132	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00804		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00029333333		Экослужба оператора	Расчетный
6133	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00804		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00029333333		Экослужба оператора	Расчетный
6134	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00094238725		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00094238725		Экослужба оператора	Расчетный
6135	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,000933		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00015		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00003		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0000922		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,0039		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,000499		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6136	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,000104		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,0000169		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,0000208		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,01036		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,001995		Экослужба оператора	Расчетный
6137	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0016407915		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0016407915		Экослужба оператора	Расчетный
6138	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,04368		Экослужба оператора	Расчетный
6139	Центральный пункт сбора нефти	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00024888889		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00004044444		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00002083333		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00005861111		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00261111111		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00041666667		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00006944444		Экослужба оператора	Расчетный
6140	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00686876		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0040767		Экослужба оператора	Расчетный
		Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,00669275		Экослужба оператора	Расчетный
6141	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01895809		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0009239		Экослужба оператора	Расчетный
6142	Центральный пункт сбора нефти	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,0026573		Экослужба оператора	Расчетный
6143	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00171419		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0003939		Экослужба оператора	Расчетный
6145	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,000001		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0091746		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0191946		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0005346		Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,0011045		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Толуол	1 раз/кв.	0,0004004		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0755528		Экослужба оператора	Расчетный
6201	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01551171		Экослужба оператора	Расчетный
6202	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00969209		Экослужба оператора	Расчетный
6203	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00639233178		Экослужба оператора	Расчетный
6204	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00639233178		Экослужба оператора	Расчетный
6205	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01411558		Экослужба оператора	Расчетный
		Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,0002706		Экослужба оператора	Расчетный
6206	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,07855323		Экослужба оператора	Расчетный
6207	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,03333333333		Экослужба оператора	Расчетный
6208	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,03333333333		Экослужба оператора	Расчетный
6209	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0431858		Экослужба оператора	Расчетный
		Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,0018702		Экослужба оператора	Расчетный
6210	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,04444444444		Экослужба оператора	Расчетный
6211	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,03059195		Экослужба оператора	Расчетный
6212	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01111111111		Экослужба оператора	Расчетный
6213	Установка подготовки газа	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01952716		Экослужба оператора	Расчетный
		Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,0021384		Экослужба оператора	Расчетный
6214	Установка подготовки газа	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,01111111111		Экослужба оператора	Расчетный
6301	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00862495		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00336215		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6302	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00133415		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0007974		Экослужба оператора	Расчетный
6303	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00862495		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00336215		Экослужба оператора	Расчетный
6304	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00133415		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0007974		Экослужба оператора	Расчетный
6305	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00690476		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0005316		Экослужба оператора	Расчетный
6309	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный
6310	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01738493		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0010552		Экослужба оператора	Расчетный
6311	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01738493		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0010552		Экослужба оператора	Расчетный
6312	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
6313	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный
6314	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный
6315	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный
6316	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный
6317	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01738493		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0010552		Экослужба оператора	Расчетный
6318	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00133415		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0007974		Экослужба оператора	Расчетный
6319	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6320	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01395055		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0007942		Экослужба оператора	Расчетный
6322	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01738493		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0010552		Экослужба оператора	Расчетный
6325	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00690476		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0005316		Экослужба оператора	Расчетный
6328	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6329	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6330	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6331	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6332	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
6333	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6334	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6335	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
6336	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02411866		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0003939		Экослужба оператора	Расчетный
6337	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0053146		Экослужба оператора	Расчетный
6338	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,0001353		Экослужба оператора	Расчетный
6346	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891609		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6347	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,13093844		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0032841		Экослужба оператора	Расчетный
6348	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02671448		Экослужба оператора	Расчетный
6349	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0026628		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0001281		Экослужба оператора	Расчетный
6350	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6351	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6352	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6353	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6354	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
6355	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6356	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6357	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6358	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02125135		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный
6359	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172499		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0018478		Экослужба оператора	Расчетный
6360	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0026738		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0002706		Экослужба оператора	Расчетный
6361	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0172379		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0017165		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6372	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02671448		Экослужба оператора	Расчетный
6373	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,07113		Экослужба оператора	Расчетный
		Формальдегид	1 раз/кв.	0,00625		Экослужба оператора	Расчетный
6374	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02064228		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0080538		Экослужба оператора	Расчетный
6375	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02064228		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015756		Экослужба оператора	Расчетный
6376	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6377	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6378	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6379	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
6380	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6381	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6382	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6383	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6384	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6385	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01383952		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012009		Экослужба оператора	Расчетный
6386	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01735095		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,54718		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6387	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Формальдегид	1 раз/кв.	0,05550217317		Экослужба оператора	Расчетный
6394	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6395	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6396	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6397	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6398	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6399	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
6401	Коммерческий узел учета нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00344638		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0003955		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
6402	Коммерческий узел учета нефти	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0004019		Экослужба оператора	Расчетный
6403	Коммерческий узел учета нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00171419		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0003891		Экослужба оператора	Расчетный
6404	Коммерческий узел учета нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01376152		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026452		Экослужба оператора	Расчетный
6405	Коммерческий узел учета нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00172019		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002658		Экослужба оператора	Расчетный
6406	Коммерческий узел учета нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00172019		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0006565		Экослужба оператора	Расчетный
6407	Центральный пункт сбора нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,0001		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0194		Экослужба оператора	Расчетный
6408	Коммерческий узел учета нефти	Сероводород	1 раз/кв.	0,0001		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0194		Экослужба оператора	Расчетный
6501	Автозаправочная станция	Сероводород	1 раз/кв.	0,00001524444		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0054292		Экослужба оператора	Расчетный
6502	Автозаправочная станция	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	1,23280245		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,3002373		Экослужба оператора	Расчетный
		Пентилены	1 раз/кв.	0,0408375		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,03267		Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00245025		Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,02368575		Экослужба оператора	Расчетный
		Этилбензол	1 раз/кв.	0,00081675		Экослужба оператора	Расчетный
6503	Автозаправочная станция	Сероводород	1 раз/кв.	0,00003111111		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,01108		Экослужба оператора	Расчетный
6504	Автозаправочная станция	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01677111111		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00408444444		Экослужба оператора	Расчетный
		Пентилены	1 раз/кв.	0,00055555556		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,00044444444		Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00003333333		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
		Толуол	1 раз/кв.	0,00032222222		Экослужба оператора	Расчетный
		Этилбензол	1 раз/кв.	0,00001111111		Экослужба оператора	Расчетный
6505	Автозаправочная станция	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00006755556		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00001097778		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00000638889		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00001544444		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00056333333		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00008333333		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00002055556		Экослужба оператора	Расчетный
6701	Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00860095		Экослужба оператора	Расчетный
6801	Вахтовый поселок подрядных компаний	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00094222222		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00015311111		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00009722222		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00021027778		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00625		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00083333333		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00030555556		Экослужба оператора	Расчетный
6802	Вахтовый поселок подрядных компаний	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00533333333		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00086666667		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00066666667		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00111666667		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,01233333333		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,002		Экослужба оператора	Расчетный
6902	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0133		Экослужба оператора	Расчетный
6903		Сероводород	1 раз/кв.	0,000035		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0125		Экослужба оператора	Расчетный
7002	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0133		Экослужба оператора	Расчетный
7003	Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	Сероводород	1 раз/кв.	0,000035		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0125		Экослужба оператора	Расчетный
7102	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,00510096667		Экослужба оператора	Расчетный
7105	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Сероводород	1 раз/кв.	0,00004599199		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,01637971912		Экослужба оператора	Расчетный
7106	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Сероводород	1 раз/кв.	0,00002232132		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00794957868		Экослужба оператора	Расчетный
7107	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00014253104		Экослужба оператора	Расчетный
		Сероводород	1 раз/кв.	0,00000504617		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02544194476		Экослужба оператора	Расчетный
7108	Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	Азота диоксид	1 раз/кв.	0,00024888889		Экослужба оператора	Расчетный
		Азота оксид	1 раз/кв.	0,00004044444		Экослужба оператора	Расчетный
		Сажа	1 раз/кв.	0,00002083333		Экослужба оператора	Расчетный
		Сера диоксид	1 раз/кв.	0,00005861111		Экослужба оператора	Расчетный
		Углерод оксид	1 раз/кв.	0,00261111111		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензин	1 раз/кв.	0,00041666667		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00006944444		Экослужба оператора	Расчетный
7201	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02067828		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015836		Экослужба оператора	Расчетный
7202		Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01383952		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012009		Экослужба оператора	Расчетный
7203	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01735095		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0011945		Экослужба оператора	Расчетный
7204	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Формальдегид	1 раз/кв.	0,05550217317		Экослужба оператора	Расчетный
7211	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7213	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7214	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7215	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7216	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7217	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7218	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7219	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239247		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015868		Экослужба оператора	Расчетный
7220	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7221	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7222	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7223	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7224	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7225	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7226	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7227	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7228	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7229	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7230	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01557171		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0014619		Экослужба оператора	Расчетный
7231	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01735095		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0011945		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7232	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Формальдегид	1 раз/кв.	0,05550217317		Экослужба оператора	Расчетный
7233	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,02239847		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0015884		Экослужба оператора	Расчетный
7234	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7235	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7236	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7237	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7238	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7239	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7240	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7241	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7246	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7247	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7248	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7249	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7250	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7251	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7252	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7253	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7254	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7255	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7256	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7257	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7261	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001425		Экослужба оператора	Расчетный
7262	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001409		Экослужба оператора	Расчетный
7263	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000032		Экослужба оператора	Расчетный
7264	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000016		Экослужба оператора	Расчетный
7265	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000016		Экослужба оператора	Расчетный
7266	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001361		Экослужба оператора	Расчетный
7267	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001345		Экослужба оператора	Расчетный
7268	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001345		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7269	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00861295		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0036908		Экослужба оператора	Расчетный
7270	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7271	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7272	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00070995		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026532		Экослужба оператора	Расчетный
7273	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,000269		Экослужба оператора	Расчетный
7274	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Ксилол	1 раз/кв.	0,00935005		Экослужба оператора	Расчетный
7275	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7276	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7277	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7278	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7279	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7280	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00162897326		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00061912674		Экослужба оператора	Расчетный
7281	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00153383328		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00058296672		Экослужба оператора	Расчетный
7282	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,001536152		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,000583848		Экослужба оператора	Расчетный
7283	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00153383328		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00058296672		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7284	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7285	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7286	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7287	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7288	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7289	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7290	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7291	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7292	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001377		Экослужба оператора	Расчетный
7293	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001425		Экослужба оператора	Расчетный
7294	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001425		Экослужба оператора	Расчетный
7295	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0001425		Экослужба оператора	Расчетный
7296	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0040959		Экослужба оператора	Расчетный
7297	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0042288		Экослужба оператора	Расчетный
7298	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0038317		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7299	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,000018		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002722		Экослужба оператора	Расчетный
7300	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000064		Экослужба оператора	Расчетный
7301	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000032		Экослужба оператора	Расчетный
7302	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000016		Экослужба оператора	Расчетный
7303	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7304	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,003164		Экослужба оператора	Расчетный
7305	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,000018		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026532		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,00069195		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7306	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,000269		Экослужба оператора	Расчетный
7307	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Ксилол	1 раз/кв.	0,00935005		Экослужба оператора	Расчетный
7308	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0000016		Экослужба оператора	Расчетный
7309	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026628		Экослужба оператора	Расчетный
7310	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026628		Экослужба оператора	Расчетный
7311	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026628		Экослужба оператора	Расчетный
7312	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0132164		Экослужба оператора	Расчетный
7313	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0132164		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7314	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0132164		Экослужба оператора	Расчетный
7315	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0132164		Экослужба оператора	Расчетный
7316	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0132164		Экослужба оператора	Расчетный
7320	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7321	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7322	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7323	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7324	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7325	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7326	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7327	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7328	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7329	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7330	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7331	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7332	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0025379		Экослужба оператора	Расчетный
7333	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный
7334	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный
7335	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный
7336	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный
7337	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный
7338	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
7339	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012585		Экослужба оператора	Расчетный
7340	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный
7341	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный
7342	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный
7343	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный
7344	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный
7345	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный
7346	Эксплуатационные и нагнетательные	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0012265		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01						
7347	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0002626		Экослужба оператора	Расчетный
7348	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,00403545		Экослужба оператора	Расчетный
7349	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0026756		Экослужба оператора	Расчетный
		Метанол	1 раз/кв.	0,0052981		Экослужба оператора	Расчетный
7350	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00173219		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0026793		Экослужба оператора	Расчетный
7351	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,00173219		Экослужба оператора	Расчетный
7352	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,089169		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,033054		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0000001		Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,00000002		Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,00000004		Экослужба оператора	Расчетный
7353	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,006		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0023		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	приема скребков PST-01						
7354	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,006		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0023		Экослужба оператора	Расчетный
7355	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0065		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0035		Экослужба оператора	Расчетный
		Бензол	1 раз/кв.	0,0017		Экослужба оператора	Расчетный
		Ксилол	1 раз/кв.	0,0017		Экослужба оператора	Расчетный
		Толуол	1 раз/кв.	0,0017		Экослужба оператора	Расчетный
7356	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,0103		Экослужба оператора	Расчетный
7357	Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	Метанол	1 раз/кв.	0,0103		Экослужба оператора	Расчетный
7435	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,01891		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,00069		Экослужба оператора	Расчетный
7436	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв.	0,0262575		Экослужба оператора	Расчетный
		Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0046577		Экослужба оператора	Расчетный
7437	Центральный пункт сбора нефти	Углеводороды предельные С12-С19	1 раз/кв.	0,0431		Экослужба оператора	Расчетный
8001	Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,0161913		Экослужба оператора	Расчетный
8002	Установки системы подготовки и закачки	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,00944905		Экослужба оператора	Расчетный

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
	воды (морской, пластовой)						
8003	Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,00944905		Экослужба оператора	Расчетный
8004	Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,01207885		Экослужба оператора	Расчетный
8005	Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв.	0,0050326		Экослужба оператора	Расчетный
		Этиленгликоль	1 раз/кв.	0,01207885		Экослужба оператора	Расчетный

Таблица 3.8 Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра на границе санитарно-защитной зоны и жилой зоне на 2024 год

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, м			направление ветра, град.	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м3
	X	Y				
1	2	3	4	5	6	7
Точка D1	6818	8080	Титан диоксид	185	5,57	0,0000328
			Железо (II, III) оксиды	185	9	0,0000747
			Марганец и его соединения	185	9	0,0000024
			Азота диоксид	184	5,24	0,0788461
			Азота оксид	184	5,24	0,0157275
			Сажа	186	4,95	0,0035167
			Сера диоксид	181	1,98	0,0436792
			Сероводород	186	9	0,0000046
			Углерод оксид	183	1,98	1,1294621
			Фтористый водород	185	5,57	0,000005
			Фториды неорганические плохо растворимые	185	9	0,0000014
			Углеводороды предельные С1-С5	189	5,83	0,0531092
			Углеводороды предельные С6-С10	189	4,7	0,0102614
			Пентилены	190	4,75	0,0011613
			Бензол	190	4,74	0,000944
			Ксилол	244	2,23	0,0001439
			Толуол	190	4,75	0,0006821
			Этилбензол	190	4,75	0,0000232
			Бенз/а/пирен	184	4,96	7,58E-09
			Метанол	186	9	0,0016942
			Этиленгликоль	186	9	0,0012029
			Формальдегид	186	8,77	0,0014479
			Масло минеральное нефтяное	184	5,99	0,0000044
			Углеводороды предельные С12-С19	184	5,32	0,0138606
			Взвешенные частицы	186	9	0,0000283
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	185	9	0,0000014
			Пыль абразивная	186	9	0,0000143
Точка D2	15319	2619	Титан диоксид	274	9	0,0000125
			Железо (II, III) оксиды	274	9	0,0000173
			Марганец и его соединения	274	9	0,0000006
			Азота диоксид	273	4,95	0,0501365
			Азота оксид	273	5	0,0059959
			Сажа	273	8,86	0,0015799
			Сера диоксид	277	1,98	0,0433747
			Сероводород	274	9	0,0000017
			Углерод оксид	276	1,98	1,1280686
			Фтористый водород	274	9	0,0000019
			Фториды неорганические плохо растворимые	274	9	0,0000003
			Углеводороды предельные С1-С5	275	9	0,02438

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, м			направление ветра, град.	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м3
	X	Y				
1	2	3	4	5	6	7
			Углеводороды предельные С6-С10	302	3,4	0,0058297
			Пентилены	275	9	0,0004292
			Бензол	275	9	0,0003503
			Ксилол	274	9	0,0000648
			Толуол	275	9	0,000253
			Этилбензол	275	9	0,0000086
			Бенз/а/пирен	273	4,96	5,76E-09
			Метанол	272	9	0,0005903
			Этиленгликоль	272	9	0,0005071
			Формальдегид	277	9	0,0014182
			Масло минеральное нефтяное	273	9	0,0000018
			Углеводороды предельные С12-С19	273	4,96	0,0055553
			Взвешенные частицы	274	9	0,0000066
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	274	9	0,0000003
			Пыль абразивная	274	9	0,0000033
Точка D3	15200	-2388	Титан диоксид	303	9	0,0000087
			Железо (II, III) оксиды	303	9	0,000012
			Марганец и его соединения	303	9	0,0000004
			Азота диоксид	302	4,95	0,0464836
			Азота оксид	302	4,96	0,0045398
			Сажа	301	8,86	0,0012684
			Сера диоксид	303	1,98	0,0432678
			Сероводород	302	9	0,0000012
			Углерод оксид	303	1,98	1,1276998
			Фтористый водород	303	9	0,0000013
			Фториды неорганические плохо растворимые	303	9	0,0000002
			Углеводороды предельные С1-С5	302	9	0,0166577
			Углеводороды предельные С6-С10	302	9	0,0030651
			Пентилены	303	9	0,0002994
			Бензол	303	9	0,0002452
			Ксилол	301	9	0,0000506
			Толуол	303	9	0,0001769
			Этилбензол	303	9	0,000006
			Бенз/а/пирен	302	4,97	2,07E-09
			Метанол	301	9	0,0004767
			Этиленгликоль	301	9	0,0003774
			Формальдегид	332	7,33	0,0009167
			Масло минеральное нефтяное	302	9	0,0000013
			Углеводороды предельные С12-С19	302	5,01	0,0042757
			Взвешенные частицы	303	9	0,0000046
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	303	9	0,0000002
			Пыль абразивная	303	9	0,0000023

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, м			направление ветра, град.	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м3
	X	Y				
1	2	3	4	5	6	7
Точка D4	1849	626	Титан диоксид	60	6,15	0,0000295
			Железо (II, III) оксиды	59	9	0,0000604
			Марганец и его соединения	59	9	0,000002
			Азота диоксид	62	5,22	0,0753608
			Азота оксид	62	5,21	0,0150053
			Сажа	61	4,96	0,0036733
			Сера диоксид	61	1,98	0,0437224
			Сероводород	59	9	0,0000044
			Углерод оксид	60	1,98	1,1300941
			Фтористый водород	59	6,15	0,0000045
			Фториды неорганические плохо растворимые	59	9	0,0000011
			Углеводороды предельные С1-С5	57	5,85	0,0473835
			Углеводороды предельные С6-С10	57	9	0,0100103
			Пентилены	55	5,22	0,0010422
			Бензол	55	5,22	0,0008466
			Ксилол	37	1,86	0,000181
			Толуол	55	5,22	0,000612
			Этилбензол	55	5,22	0,0000208
			Бенз/а/пирен	62	4,96	4,3E-09
			Метанол	61	9	0,0015803
			Этиленгликоль	62	9	0,0012133
			Формальдегид	60	9	0,001953
			Масло минеральное нефтяное	62	6,15	0,0000043
			Углеводороды предельные С12-С19	61	5,32	0,0135758
			Взвешенные частицы	59	9	0,0000233
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	59	9	0,0000011
			Пыль абразивная	59	9	0,0000118
Точка D5	-2511	5048	Титан диоксид	101	9	0,0000122
			Железо (II, III) оксиды	101	9	0,000017
			Марганец и его соединения	101	9	0,0000006
			Азота диоксид	102	4,96	0,0534289
			Азота оксид	102	4,96	0,0059318
			Сажа	103	8,86	0,001707
			Сера диоксид	99	1,98	0,0434694
			Сероводород	101	9	0,0000021
			Углерод оксид	100	1,98	1,1286521
			Фтористый водород	101	9	0,0000019
			Фториды неорганические плохо растворимые	101	9	0,0000003
			Углеводороды предельные С1-С5	101	9	0,0255033
			Углеводороды предельные С6-С10	100	9	0,0051488
			Пентилены	100	9	0,0005143
			Бензол	100	9	0,0004186

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, м			направление ветра, град.	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м3
	X	Y				
1	2	3	4	5	6	7
			Ксилол	104	9	0,0000898
			Толуол	100	9	0,0003025
			Этилбензол	100	9	0,0000103
			Бенз/а/пирен	102	4,97	5,63E-09
			Метанол	103	9	0,0006009
			Этиленгликоль	103	9	0,0005089
			Формальдегид	99	9	0,0006301
			Масло минеральное нефтяное	103	9	0,0000017
			Углеводороды предельные С12-С19	101	5,17	0,0062896
			Взвешенные частицы	101	9	0,0000065
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	101	9	0,0000003
			Пыль абразивная	101	9	0,0000033
Точка D6	527	7561	Титан диоксид	126	9	0,0000203
			Железо (II, III) оксиды	126	9	0,0000288
			Марганец и его соединения	126	9	0,0000009
			Азота диоксид	127	5,06	0,0581658
			Азота оксид	127	5,06	0,0080555
			Сажа	129	9	0,0021869
			Сера диоксид	146	1,3	0,043388
			Сероводород	127	9	0,0000027
			Углерод оксид	143	0,93	1,1284102
			Фтористый водород	126	9	0,0000031
			Фториды неорганические плохо растворимые	126	9	0,0000005
			Углеводороды предельные С1-С5	127	9	0,0353252
			Углеводороды предельные С6-С10	127	9	0,0067049
			Пентилены	127	7,47	0,0007263
			Бензол	127	7,47	0,0005906
			Ксилол	109	1,88	0,0001736
			Толуол	127	7,47	0,0004268
			Этилбензол	127	7,47	0,0000145
			Бенз/а/пирен	127	4,93	1,27E-09
			Метанол	128	9	0,0008705
			Этиленгликоль	129	9	0,0007936
			Формальдегид	127	9	0,0006909
			Масло минеральное нефтяное	128	9	0,0000029
			Углеводороды предельные С12-С19	127	5,16	0,0073859
			Взвешенные частицы	126	9	0,000011
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	126	9	0,0000005
			Пыль абразивная	126	9	0,0000056
Точка с.Саина	2293	-15747	Титан диоксид	12	9	0,0000021
			Железо (II, III) оксиды	12	9	0,0000028
			Марганец и его соединения	12	9	3,32E-09
			Азота оксид	12	6,1	0,0016049

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, м			направление ветра, град.	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м3
	X	Y				
1	2	3	4	5	6	7
			Сажа	11	8,86	0,0004289
			Сера диоксид	11	1,98	0,0431154
			Сероводород	12	9	0,0000003
			Углерод оксид	9	1,41	1,1264759
			Фтористый водород	12	9	0,0000003
			Фториды неорганические плохо растворимые	12	9	3,6E-09
			Углеводороды предельные С1-С5	12	9	0,0044274
			Углеводороды предельные С6-С10	12	9	0,0009147
			Пентилены	11	9	0,0000765
			Бензол	11	9	0,0000635
			Ксилол	6	9	0,0000208
			Толуол	11	9	0,0000458
			Этилбензол	11	9	0,0000015
			Бенз/а/пирен	13	4,97	4E-11
			Метанол	12	9	0,0001324
			Этиленгликоль	344	9	0,0001416
			Формальдегид	15	9	0,0001486
			Масло минеральное нефтяное	12	9	0,0000003
			Углеводороды предельные С12-С19	12	9	0,0015809
			Взвешенные частицы	12	9	0,0000011
			Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	12	9	3,6E-09
			Пыль абразивная	12	9	0,0000006

4. РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Для компенсации неизбежного ущерба естественным ресурсам, в соответствии с Экологическим кодексом РК №400-VI от 2 января 2021 года, вводятся экономические методы воздействия на предприятия по охране окружающей среды.

Соласно статье 127 п.1, п.п.1 ЭК РК №400-VI от 2 января 2021 года за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух взимается плата за негативное воздействие на окружающую среду.

Соласно статье 127 п.2 ЭК РК №400-VI от 2 января 2021 года внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду осуществляется оператором объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Соласно статье 127 п.3 ЭК РК №400-VI от 2 января 2021 года ставки платы за негативное воздействие на окружающую среду устанавливаются налоговым законодательством Республики Казахстан.

В настоящем разделе произведен расчет платежей за выбросы от стационарных источников выбросов и при сжигании газа на факеле на месторождении Дунга.

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из минимального размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. МРП на 2024 год составляет 3450 тенге.

Действительная сумма платежей за неизбежный ущерб и загрязнение природной среды в результате выбросов загрязняющих веществ может отличаться от приведенных расчетов, так как фактические данные отличаются от плановых, для чего потребуется дополнительный расчет.

Предварительно, в 2024 году общий размер платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу для Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК составит ***86 897 231 тенге/год***.

Расчеты платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 4.1.-4.2.

Таблица 4.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников оператора и при сжигании газа на факеле на месторождении Дунга на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, тонн	Ставка платы за 1 тонну Н, МРП	МРП, тенге	Плата за выбросы, тенге/год
1	2	3	4	5	6
	1. Стационарные источники				
0118	Титан диоксид	0,0003664	0	3 450	0,0
0123	Железо (II, III) оксиды	0,090175	30	3 450	9 333,1
0143	Марганец и его соединения	0,0044433	0	3 450	0,0
0150	Натр едкий	0,000204	0	3 450	0,0
0203	Хром шестивалентный	0,0000008	798	3 450	2,2
0301	Азота диоксид	491,2658057	20	3 450	33 897 340,6
0302	Азотная кислота	0,00393	0	3 450	0,0
0303	Аммиак	0,00039	24	3 450	32,3
0304	Азота оксид	151,254331	20	3 450	10 436 548,8
0316	Соляная кислота	0,00105	0	3 450	0,0
0322	Серная кислота	0,0002114	0	3 450	0,0
0328	Сажа	5,827711628	24	3 450	482 534,5
0330	Сера диоксид	194,086573	20	3 450	13 391 973,5
0333	Сероводород	0,003412111	124	3 450	1 459,7
0337	Углерод оксид	591,2615662	0,32	3 450	652 752,8
0342	Фтористый водород	0,0033015	0	3 450	0,0
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00355	0	3 450	0,0
0410	Метан	319,8236	0,02	3 450	22 067,8
0415	Углеводороды предельные С1-С5	106,3085328	0,32	3 450	117 364,6
0416	Углеводороды предельные С6-С10	39,82501863	0,32	3 450	43 966,8
0501	Пентилены	0,03286	0,32	3 450	36,3

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, тонн	Ставка платы за 1 тонну Н, МРП	МРП, тенге	Плата за выбросы, тенге/год
1	2	3	4	5	6
0602	Бензол	0,804748	0,32	3 450	888,4
0616	Ксилол	2,1815102	0,32	3 450	2 408,4
0621	Толуол	0,7152302	0,32	3 450	789,6
0627	Этилбензол	0,00066	0,32	3 450	0,7
0703	Бенз/а/пирен	0,000139069	996600	3 450	478 156,8
0906	Четыреххлористый углерод	0,0039	0	3 450	0,0
1042	Бутиловый спирт	0,00918	0,32	3 450	10,1
1052	Метанол	5,47871	0,32	3 450	6 048,5
1061	Этиловый спирт	0,01317	0,32	3 450	14,5
1078	Этиленгликоль	3,75017	0,32	3 450	4 140,2
1210	Бутилацетат	0,110604	0,32	3 450	122,1
1240	Этилацетат	0,03672	0,32	3 450	40,5
1325	Формальдегид	8,51964	332	3 450	9 758 395,7
1401	Ацетон	0,0512656	0,32	3 450	56,6
1555	Уксусная кислота	0,0015		3 450	0,0
2704	Бензин	0,008347274	0,32	3 450	9,2
2732	Керосин	0,001880663	0,32	3 450	2,1
2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002883		3 450	0,0
2754	Углеводороды предельные С12-С19	122,017348	0,32	3 450	134 707,2
2902	Взвешенные частицы	0,098286	10	3 450	3 390,9
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0,00355	10	3 450	122,5
2930	Пыль абразивная	0,021024	10	3 450	725,3
	Итого за выбросы ЗВ от стационарных источников (без факелов)	**2043,624905**			**69 445 442,4**
	2. Факелы				
0301	Азота диоксид	9,1223	200	3 450	6 294 387,0
0304	Азота оксид	1,4822	200	3 450	1 022 718,0
0328	Сажа	7,602	240	3 450	6 294 456,0
0330	Сера диоксид	0,008405	200	3 450	5 799,5
0333	Сероводород	7,08E-06	1240	3 450	30,3
0337	Углерод оксид	76,0205	14,6	3 450	3 829 152,6
0410	Метан	1,9006	0,8	3 450	5 245,7
	Итого за выбросы ЗВ от факелов	**96,13601208**			**17 451 789,0**
	ВСЕГО за выбросы от стационарных источников оператора	**2139,760917**			**86 897 231**

Таблица 4.2 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников по проектам РООС к намечаемой деятельности на 2024 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, тонн	Ставка платы за 1 тонну Н, МРП	МРП, тенге	Плата за выбросы, тенге/год
1	2	3	4	5	6
	1. Стационарные источники				
0123	Железо (II, III) оксиды	0,514812066	30	3450	53 283,0
0143	Марганец и его соединения	0,041749434	0	3450	0,0
0168	Олово оксид	0,0000378	0	3450	0,0
0184	Свинец и его неорг. соединения	0,00006885	3986	3450	946,8
0190	диСурьма триоксид /в пересчете на сурьму	0,00000072	0	3450	0,0
0203	Хром шестивалентный	0,001407815	798	3450	3 875,9
0301	Азота диоксид	4,573869716	20	3450	315 597,0
0304	Азота оксид	0,729669597	20	3450	50 347,2
0328	Сажа	0,39163507933	24	3450	32 427,4
0330	Сера диоксид	0,592890529	20	3450	40 909,4

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, тонн	Ставка платы за 1 тонну Н, МРП	МРП, тенге	Плата за выбросы, тенге/год
1	2	3	4	5	6
0337	Углерод оксид	4,32370982867	0,32	3450	4 773,4
0342	Фтористый водород	0,02566451	0	3450	0,0
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0432824	0	3450	0,0
0415	Углеводороды предельные С1-С5	7,307569254	0,32	3450	8 067,6
0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,8888337027	0,32	3450	981,3
0616	Ксилол	1,216895733	0,32	3450	1 343,5
0621	Толуол	0,889172601	0,32	3450	981,6
0703	Бенз/а/пирен	0,00000734647	996600	3450	25 259,1
1042	Бутиловый спирт	0,191253167	0,32	3450	211,1
1052	Метанол	0,21008738	0,32	3450	231,9
1061	Этиловый спирт	0,103711417	0,32	3450	114,5
1071	Фенол	0,000004	0,32	3450	0,0
1119	Этилцеллозольв	0,2138125	0,32	3450	236,0
1210	Бутилацетат	0,631589092	0,32	3450	697,3
1240	Этилацетат	0,01639	0,32	3450	18,1
1325	Формальдегид	0,07818459997	332	3450	89 552,6
1401	Ацетон	0,521836917	0,32	3450	576,1
1555	Уксусная кислота	0,0000027446	0	3450	0,0
2752	Уайт-спирит	0,270983707	0,32	3450	299,2
2754	Углеводороды предельные С12-С19	2,1745816997	0,32	3450	2 400,7
2902	Взвешенные частицы	0,010538947	10	3450	363,6
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	216,200455877	10	3450	7 458 915,7
2909	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%	1,59796	10	3450	55 129,6
2930	Пыль абразивная	0,000461053	10	3450	15,9
	Итого за выбросы ЗВ от стационарных источников проектов к намечаемой деятельности	**243,7631**			**8 147 555,7**

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI.
2. СП РК 2.04-01-2017 г. «Строительная климатология».
3. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов».
4. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»
5. РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
6. Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63).
7. Рекомендациям по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий Республики Казахстан», РНД 211.2.02.02-97
8. ОНД-86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».
9. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (приложение № 12 к приказу МООС РК от 12.06.14 г. № 221-Ө).
10. Методике расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей, приказ Министра ООС №23П от 31.01.07.
11. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.
12. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».
13. РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров.
14. РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов).
15. РНД 211.2.02.05-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов).
16. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок».
17. «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников», Приложение №8 к Приказу Министра ОСиВР РК №221-п от 12.06.2014 г.
18. «Методика расчетов нормативов и объемов сжигания попутного и (или) природного газа при проведении нефтяных операций», утвержденная приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 21 октября 2014 г. № 64 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.06.2016 г.).
19. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

К ПРОЕКТУ НДВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ НА 2024 ГОД
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДУНГА»

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников;

Приложение 2 Карты-схемы расположения источников выбросов вредных веществ в атмосферный воздух на месторождении Дунга;

Приложение 3 Исходные данные для выполнения проекта НДВ на 2023 год;

Приложение 4 Заключение ГЭЭ №KZ17VCY00209492 от 24.01.2019 на проект ПредОВОС «Разработка месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» на срок до 01.05.2039 г.;

Приложение 5 Протокол № 3 от 12 августа 2022, выданный Министерством энергетики Республики Казахстан Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа;

Приложение 6 Разрешение Министерства Энергетики Республики Казахстан на сжигание в факелах сырого газа №KZ30VPC00018052 от 24.08.2022 г.;

Приложение 7 Разрешение Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан на эмиссии в окружающую среду №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2021 г.;

Приложение 8 Санитарно-эпидемиологическое заключение №R.04.X.KZ02VBZ00034645 от 25.05.2022 г.;

Приложение 9 Данные по фоновым концентрациям, климатическим характеристикам, письмо об отсутствии в районе расположения объекта, отсутствие прогнозов НМУ;

Приложение 10 Данные по качеству нефти, топливного газа, сырого газа, дизельного топлива;

Приложение 11 Данные местных органов об отсутствии на месторождении лесных насаждений, скотомогильников, особо охраняемых природных территорий;

Приложение 12.1 Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ50VWF00053481 от 24.11.2021 г.;

Приложение 12.2 Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ22VWF00054276 от 03.12.2021 г.;

Приложение 12.3 Мотивированный отказ №KZ30VWF00055296 от 15.12.2021 г.;

Приложение 12.4 Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ40VWF00064525 от 26.04.2022

Приложение 12.5 Мотивированный отказ №KZ59VWF00063989 от 19.04.2022 г.;

Приложение 12.6 Мотивированный отказ №KZ26VWF00070500 от 08.07.2022 г.;

Приложение 12.7 Мотивированный отказ №KZ78VWF00063841 от 18.04.2022 г.;

Приложение 12.8 Мотивированный отказ №KZ53VWF00070499 от 08.07.2022 г.;

Приложение 12.9 Мотивированный отказ №KZ40VWF00070539 от 08.07.2022 г.;

Приложение 12.10 Мотивированный отказ №KZ54VWF00070287 от 05.07.2022 г.

Приложение 13 Карта схема с областью воздействия объекта;

Приложение 14 Теоретические расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2023 год;

Приложение 15 Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в виде карт-схем изолиний на 2023 год;

Приложение 16 Разрешение на специальное водопользование № KZ94VTE00067370 от 14.06.2021 г. (забор поверхностных вод (Каспийское море) для закачки в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, для использования воды на улучшение работы насосов, для обработки скважин, для капитального ремонта скважин, для

заполнения трубопроводов во время полной остановки месторождения (Тупкараганский район, Мангистауская область)) и Разрешение на специальное водопользование № KZ15VTE00067531 от 16.06.2021 г. (сброс воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления);

Приложение 17 Министерство энергетики Республики Казахстан Заключение Государственной Экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан №22/4 от 27.01.2022 г.

Приложение 18 Контракт №8500010085 от 07.06.2022 г. с ТОО ОАЗИС МАНГИСТАУ на разработку проекта озеленения СЗЗ месторождения Дунга;

Приложение 19 Государственная лицензия №01375Р от 29.12.2010 г. ТОО «ENVIRS Consulting» на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды;

Приложение 20 Протокол общественных слушаний (Ашық жиналыстар арқылы өткізілетін қоғамдық тындаулар хаттамасы) от 19.09.2022 г. (слушания были проведены 16.09.2022 г.).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель оператора
Бургалов Б. А
(Фамилия, имя, отчество (при его наличии))
(подпись)
27 августа 2022 г
М.П.

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

1. Источники выделения (вредных) загрязняющих веществ

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Наименование производства, номер цеха, участка и т.п.	Номер источника загрязнения	Номер источника выделения	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наимено-вание выпускае-мой продукции	Время работы источника выделения, час		Наименование загрязняющего вещества	Код вредного вещества (ЭНК, ПДК или ОБУВ) и наименование	Количество загрязняю-щего вещества, отходящего от источника
					в сутки	за год			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(001) Центральный пункт сбора нефти	0101	0101 01	Дизельный генератор Caterpillar-400 (резервный)	06 КПВЭД ГК РК 04-2208 Нефть сырая и газ природный*	2	132	Азота диоксид	0301	0.07276
							Азота оксид	0304	0.01182
							Сажа	0328	0.00455
							Сера диоксид	0330	0.01137
							Углерод оксид	0337	0.05912
							Бенз/а/пирен	0703	
							Формальдегид	1325	0.00113
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0.02729
	0102	0102 01	Дизельный генератор Caterpillar-225 (резервный)		2	130	Азота диоксид	0301	0.05085
							Азота оксид	0304	0.00826
							Сажа	0328	0.00318
							Сера диоксид	0330	0.00795
							Углерод оксид	0337	0.04132
							Бенз/а/пирен	0703	0.0000001
							Формальдегид	1325	0.00079
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0.01907
	0103	0103 01	Дизельный генератор Caterpillar-500 (резервный)		2	200	Азота диоксид	0301	0.07707
							Азота оксид	0304	0.01252
							Сажа	0328	0.00482
							Сера диоксид	0330	0.01205
							Углерод оксид	0337	0.06262
							Бенз/а/пирен	0703	0.00000001
							Формальдегид	1325	0.0012
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0.0289
	0104	0104 01	Дизельный генератор Caterpillar-500 (резервный)		2	200	Азота диоксид	0301	0.07707
							Азота оксид	0304	0.01252
							Сажа	0328	0.00482
							Сера диоксид	0330	0.01205
							Углерод оксид	0337	0.06262
							Бенз/а/пирен	0703	
							Формальдегид	1325	0.0012

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0105	0105 01	Емкость для дизельного топлива РВС-200 (Т-701)		24	8760	Сероводород	0333	0,0000052
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00188
	0106	0106 01	Емкость для дизельного топлива, 25 м3 (Т-702)		24	8760	Сероводород	0333	0,000004
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,000798
	0107	0107 01	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-102		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,434
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	0108	0108 01	Печь ППТ-1, 6 (Н-401А)		24	8688	Азота диоксид	0301	0,0347
							Азота оксид	0304	0,0056
							Сажа	0328	0,003
							Сера диоксид	0330	0,0658
							Углерод оксид	0337	0,0643
							Метан	0410	0,0643
	0109	0109 01	Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 А)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00228
	0110	0110 01	Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 А)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00056
	0111	0111 01	Печь ППТ-1, 6 (Н-401В)		24	8377	Азота диоксид	0301	0,0347
							Азота оксид	0304	0,0056
							Сажа	0328	0,003
							Сера диоксид	0330	0,0658
							Углерод оксид	0337	0,0643
							Метан	0410	0,0643
	0112	0112 01	Печь ППТ-0, 2 (Н-401D)		24	8449	Азота диоксид	0301	0,2322
							Азота оксид	0304	0,0377
							Сажа	0328	0,0001
							Сера диоксид	0330	0,0025
							Углерод оксид	0337	0,202
							Метан	0410	0,202
	0113	0113 01	Свеча продувочная на ППТ-0, 2 (Н-401 D)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00228
	0114	0114 01	Печь ППТ-0, 2 (Н-401С)		24	8449	Азота диоксид	0301	0,2318
							Азота оксид	0304	0,0377
							Сажа	0328	0,00011
							Сера диоксид	0330	0,00252
							Углерод оксид	0337	0,2018
							Метан	0410	0,2018
	0115	0115 01	Свеча продувочная на ППТ-0, 2 (Н-401 С)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00228
	0116	0116 01	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-1)		2	730	Натр едкий	0150	0,00008
							Азотная кислота	0302	0,00132
							Аммиак	0303	0,00012
							Соляная кислота	0316	0,00036
							Серная кислота	0322	0,00008
							Бензол	0602	0,00064
							Толуол	0621	0,0002
							Четыреххлористый углерод	0906	0,00128
							Этиловый спирт	1061	0,0044
							Ацетон	1401	0,00168
							Уксусная кислота	1555	0,00052
	0117	0117 01	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-2)		2	730	Натр едкий	0150	0,00008
							Азотная кислота	0302	0,00132

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Аммиак	0303	0,00012
							Соляная кислота	0316	0,00036
							Серная кислота	0322	0,00008
							Бензол	0602	0,00064
							Толуол	0621	0,0002
							Четыреххлористый углерод	0906	0,00128
							Этиловый спирт	1061	0,0044
							Ацетон	1401	0,00168
							Уксусная кислота	1555	0,00052
	0118	0118 01	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-3)		2	730	Натр едкий	0150	0,00008
							Азотная кислота	0302	0,00132
							Аммиак	0303	0,00012
							Соляная кислота	0316	0,00036
							Серная кислота	0322	0,00008
							Бензол	0602	0,00064
							Толуол	0621	0,0002
							Четыреххлористый углерод	0906	0,00128
							Этиловый спирт	1061	0,0044
							Ацетон	1401	0,00168
							Уксусная кислота	1555	0,00052
	0119	0119 01	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-101)		24	8736	Углеводороды предельные С1-С5	0415	27,33938
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	9,03981
							Бензол	0602	0,11153
							Ксилол	0616	0,03506
							Толуол	0621	0,0701
	0120	0120 01	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-102)		24	8736	Углеводороды предельные С1-С5	0415	27,33938
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	9,03981
							Бензол	0602	0,11153
							Ксилол	0616	0,03506
							Толуол	0621	0,0701
	0121	0121 01	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-103)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	27,33938
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	9,03981
							Бензол	0602	0,11153
							Ксилол	0616	0,03506
							Толуол	0621	0,0701
	0122	0122 01	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-104)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	27,33938
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	9,03981
							Бензол	0602	0,11153
							Ксилол	0616	0,03506
							Толуол	0621	0,0701
	0123	0123 01	Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,6158
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02696
	0124	0124 01	Блок насосов перекачки нефти Р-201А/В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,72464
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0316
	0125	0125 01	Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,72464
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0316
	0126	0126 01	Блок насосов перекачки нефти Р-203		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,3626
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01352
	0127	0127 01	Блок насосов экпорта нефти Р-111/112		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,4482
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,06636

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0128	0128 01	Блок дозирования химреагента БДР-2, 5		24	8760	Метанол	1052	1,4042
	0129	0129 01	Блок слесарной мастерской (сверлильный станок)		10	2712	Взвешенные частицы	2902	0,07168
							Пыль абразивная	2930	0,00572
	0130	0130 01	Автомастерская (емкость для приема и раздачи масла, заряд		2	105	Серная кислота	0322	0,0000004
							Масло минеральное нефтяное	2735	0,000004
	0131	0131 01	Сварочный цех		2	372	Железо (II, III) оксиды	0123	0,00288
							Марганец и его соединения	0143	0,000073
							Азота диоксид	0301	0,00182
							Углерод оксид	0337	0,00207
							Фтористый водород	0342	0,000021
							Фториды неорганические плохо растворимые	0344	0,000021
							Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	2908	0,000021
	0134	0134 01	Дизельный двигатель ЯМЗ 236 насоса Р-803		2	29	Азота диоксид	0301	0,00991
							Азота оксид	0304	0,00162
							Сажа	0328	0,00063
							Сера диоксид	0330	0,00154
							Углерод оксид	0337	0,00805
							Бенз/а/пирен	0703	0,000000004
							Формальдегид	1325	0,00015
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00371
	0135	0135 01	Дизельный двигатель воздушного компрессора для ремонтных целей ВВП-10/7 У1		2	48	Азота диоксид	0301	0,01582
							Азота оксид	0304	0,00257
							Сажа	0328	0,00138
							Сера диоксид	0330	0,00209
							Углерод оксид	0337	0,01379
							Бенз/а/пирен	0703	
							Формальдегид	1325	0,00027
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0069
	0136	0136 01	Дизельный двигатель воздушного компрессора для ремонтных целей ВВП-10/7 У1		2	48	Азота диоксид	0301	0,01582
							Азота оксид	0304	0,00257
							Сажа	0328	0,00138
							Сера диоксид	0330	0,00209
							Углерод оксид	0337	0,01379
							Бенз/а/пирен	0703	
							Формальдегид	1325	0,00027
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0069
	0137	0137 01	Дизельный генератор AKSA AC400. Модель 5220		2	200	Азота диоксид	0301	0,04595
							Азота оксид	0304	0,00747
							Сажа	0328	0,00401
							Сера диоксид	0330	0,00601
							Углерод оксид	0337	0,04007
							Бенз/а/пирен	0703	7,345E-08
							Формальдегид	1325	0,0008
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,02004
	0138	0138 01	Автомойка		10	1460	Азота диоксид	0301	0,0002
							Азота оксид	0304	0,00004
							Сера диоксид	0330	0,00004
							Углерод оксид	0337	0,00076

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Бензин	2704	0,00012
	0139	0139 01	Электромеханическая мастерская (сверлильные станки-2 ед.,		10	1400	Взвешенные частицы	2902	0,0266
							Пыль абразивная	2930	0,01532
	0140	0140 01	Пожарное депо (пожарные машины-3 ед., машина скорой помощи-1 ед., автомойка)		24	8760	Азота диоксид	0301	0,00276
							Азота оксид	0304	0,00044
							Сажа	0328	0,00012
							Сера диоксид	0330	0,00048
							Углерод оксид	0337	0,01196
							Бензин	2704	0,00004
							Керосин	2732	0,00188
	0401	0401 01	Дизельный генератор Caterpillar 3306 (Модель 225)		2	200	Азота диоксид	0301	0,0182
							Азота оксид	0304	0,00296
							Сажа	0328	0,00114
							Сера диоксид	0330	0,00284
							Углерод оксид	0337	0,01479
							Бенз/а/пирен	0703	0,000000004
							Формальдегид	1325	0,00028
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00682
	6101	6101 01	Пункт заправки автомобилей (ТРК)		24	8760	Сероводород	0333	0,00144
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,51556
	6102	6102 01	Насосы для дизельного топлива		2	25	Сероводород	0333	0,0000056
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,004
	6103	6103 01	Площадка приемного манифольда А-101		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	2,38976
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,18556
	6104	6104 01	Площадка приемного манифольда А-102		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,7058
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05472
	6105	6105 01	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-102		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,272
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02124
	6106	6106 01	Площадка печей подогрева нефти ППТ-1, 6 и ППТ-0, 2 (Н-401 A/B/C/D)		24	8760	Сероводород	0333	0,00008
							Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,08592
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,08412
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,03404
	6107	6107 01	Площадка резервуаров нефти РВС-2000 (Т-101/102/103/104)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43548
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03412
	6108	6108 01	Площадка сепаратора FS-502		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43296
	6109	6109 01	Факельный сепаратор FS-502		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,61216
	6110	6110 01	Площадка сепараторов V-211/311		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,3824
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,06856
	6111	6111 01	Сепаратор первой ступени V-211		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	2,5954
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,09468
	6112	6112 01	Сепаратор второй ступени V-311		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,02348
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03736
	6113	6113 01	Площадка трехфазных сепараторов V-201/301		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,3438
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0128
	6114	6114 01	Трехфазный сепаратор 1-й ступени V-201		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,1842
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0432
	6115	6115 01	Трехфазный сепаратор 2-й ступени V-301		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,28244
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01032
	6116	6116 01	Площадка сепаратора V-511		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,64556
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6117	6117 01	Газовый сепаратор V-511		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,63028

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6118	6118 01	Площадка сепаратора пластовой воды V-602		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,13876
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02516
	6119	6119 01	Сепаратор пластовой воды V-602		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,0164
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0082
	6120	6120 01	Площадка дренажных емкостей Т-301, Т-401 А/В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,54144
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01676
	6121	6121 01	Насос дренажных емкостей Т-301, Т-401 А/В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5256
	6122	6122 01	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,75044
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01676
	6123	6123 01	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5256
	6124	6124 01	Площадка БКУ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,439
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01676
	6125	6125 01	Компрессор БКУ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,0512
	6126	6126 01	Площадка БДР-2, 5		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04208
							Метанол	1052	0,02516
	6127	6127 01	Сварочные работы		10	4968	Титан диоксид	0118	0,00036
							Железо (II, III) оксиды	0123	0,04516
							Марганец и его соединения	0143	0,00356
							Хром шестивалентный	0203	0,0000008
							Азота диоксид	0301	0,01572
							Углерод оксид	0337	0,04324
							Фтористый водород	0342	0,00304
							Фториды неорганические плохо растворимые	0344	0,00324
							Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	2908	0,00324
	6128	6128 01	Лакокрасочные работы		2	200	Ксилол	0616	0,00164
							Толуол	0621	0,00502
							Бутиловый спирт	1042	0,00046
							Бутилацетат	1210	0,0051
							Этилацетат	1240	0,00184
							Ацетон	1401	0,00186
	6129	6129 01	Автостоянка		24	8760	Азота диоксид	0301	0,00088
							Азота оксид	0304	0,00016
							Сажа	0328	0,00008
							Сера диоксид	0330	0,0002
							Углерод оксид	0337	0,00632
							Бензин	2704	0,00084
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00028
	6130	6130 01	Площадка приемного манифольда А-103		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5954
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,04556
	6131	6131 01	Площадка насосов Р-201ВХ / Р-201АХ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,27144
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02516
	6132	6132 01	Насос циркуляции нефти Р-201ВХ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,25356
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00924
	6133	6133 01	Насос циркуляции нефти Р-201АХ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,0634
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00232
	6134	6134 01	Отстойник пластовой воды V-603		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,02972
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02972

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6135	6135 01	Крытая автостоянка №1		24	8760	Азота диоксид	0301	0,0003432
							Азота оксид	0304	0,0000556
							Сажа	0328	0,0000108
							Сера диоксид	0330	0,000034
							Углерод оксид	0337	0,001428
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0001832
	6136	6136 01	Крытая автостоянка №2		24	8760	Азота диоксид	0301	0,0000764
							Азота оксид	0304	0,0000764
							Сера диоксид	0330	0,0000152
							Углерод оксид	0337	0,0076
							Бензин	2704	0,0014632
	6137	6137 01	Отстойник пластовой воды V-902		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05176
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05176
	6138	6138 01	Отстойник В-502		24	8760	Углеводороды предельные С12-С19	2754	1,37748
	6139	6139 01	Парковка (за пождепо)		24	8760	Азота диоксид	0301	0,0008
							Азота оксид	0304	0,00012
							Сажа	0328	0,00004
							Сера диоксид	0330	0,0002
							Углерод оксид	0337	0,00908
							Бензин	2704	0,0014
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0002
(002) Установка подготовки газа	0201	0201 01	Факел ВД (дежурная горелка)		24	8498	Азота диоксид	0301	4,4516
							Азота оксид	0304	0,723385
							Сажа	0328	3,709776
							Сера диоксид	0330	0,5950573
							Сероводород	0333	0,0002658
							Углерод оксид	0337	37,09776
							Метан	0410	0,927444
							Метилмеркаптан	1715	0,0003446
	0202	0202 01	Факел НД (дежурная горелка)		24	8498	Азота диоксид	0301	1,64224
							Азота оксид	0304	0,266874
							Сажа	0328	1,36842
							Сера диоксид	0330	0,319792
							Сероводород	0333	0,00014035
							Углерод оксид	0337	13,68414
							Метан	0410	0,342095
							Метилмеркаптан	1715	0,00018456
	0203	0203 01	Блок КУУГ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5438
	0204	0204 01	Дизельный генератор АВ-1А (резервный)		2	200	Азота диоксид	0301	0,11632
							Азота оксид	0304	0,0189
							Сажа	0328	0,00727
							Сера диоксид	0330	0,01817
							Углерод оксид	0337	0,09451
							Бенз/а/пирен	0703	0,00000023
							Формальдегид	1325	0,00182
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,04362
	6201	6201 01	Площадка факелов ФВД и ФНД		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,48916
	6202	6202 01	Площадка сепараторов FS-500/501		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,30564
	6203	6203 01	Факельный сепаратор FS-500		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,2016

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6204	6204 01	Факельный сепаратор FS-501		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,2016
	6205	6205 01	Площадка дренажных емкостей D-500/501		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,44516
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00852
	6206	6206 01	Площадка Дожимной компрессорной станции (ДКС) С-101/103		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	2,47724
	6207	6207 01	Компрессор ДКС 2-ой ступени С-101		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,0512
	6208	6208 01	Компрессор ДКС 1-ой ступени С-103		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,0512
	6209	6209 01	Площадка Установки низкотемпературной сепарации (V		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,36192
							Этиленгликоль	1078	0,05896
	6210	6210 01	Насос центробежный Р-603/604 на УНТС		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,4016
	6211	6211 01	Площадка подогрева и закачки ШФЛУ в пласт (Н-701, Р-601/602)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,96476
	6212	6212 01	Насос поршневой Р-601/602 на площадке ШФЛУ		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,3504
	6213	6213 01	Площадка регенерации гликоля (Е-203, Е-204, V-403, Р-605, Р-606)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,6158
							Этиленгликоль	1078	0,06744
	6214	6214 01	Насос поршневой Р-605/606 на Площадке регенерации гликоля		24	8760	Этиленгликоль	1078	0,3504
(003) Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	0303	0303 01	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-101		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,434
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	0304	0304 01	Блок БДР-2, 5 на СП-101		24	8760	Метанол	1052	0,23424
							Формальдегид	1325	0,70276
	0305	0305 01	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-103		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	1,73592
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03352
	0306	0306 01	Блок БДР-2, 5 на СП-103		24	8760	Метанол	1052	0,23424
							Формальдегид	1325	0,70276
	0308	0308 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №34Г		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0309	0309 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №36ДА, 38Г		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0310	0310 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №39Г, 40В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0311	0311 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №41Г		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0312	0312 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №42В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0313	0313 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №43В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0314	0314 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №44В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0315	0315 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №45В (газонагнетательная)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	0316	0316 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №ДГК-1Г (карбонатная)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0317	0317 01	Блок БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г		24	8760	Метанол	1052	0,23424
							Формальдегид	1325	0,70276
	0318	0318 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №47В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0319	0319 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №48В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0320	0320 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №49В		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0321	0321 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №53Г		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0323	0323 01	Дренажная емкость на скважине №58В (К15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,01812
	0324	0324 01	Дренажная емкость высокого давления Т-98006 на PST-01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00948
	0325	0325 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №145В (L15)		2	8	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00316
	0326	0326 01	Дренажная емкость низкого давления Т-99002 на PST-01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00948
	0327	0327 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №181В (J15)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,0008
	0328	0328 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №195В (I14)		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,0008
	0329	0329 01	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №125В (М15)		2	8	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,0008
	0330	0330 01	Линия Е. Вытяжная свеча VS-15701		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05844
	0331	0331 01	Линия D. Вытяжная свеча VS-13401		2	800	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05844
	0332	0332 01	Линия D. Вытяжная свеча VS-15601		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05844
	0333	0333 01	Дизельный генератор Caterpillar 400 (CAT 3406)		2	200	Азота диоксид	0301	0,04105
							Азота оксид	0304	0,00667
							Сажа	0328	0,00257
							Сера диоксид	0330	0,00641
							Углерод оксид	0337	0,03335
							Бенз/а/пирен	0703	0,00000007
							Формальдегид	1325	0,00064
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,01539
	6301	6301 01	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-101		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,272
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1064
	6302	6302 01	Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-101		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04208
							Метанол	1052	0,02516
	6303	6303 01	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-103		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,272
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1064

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6304	6304 01	Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-103		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04208
							Метанол	1052	0,02516
	6305	6305 01	Площадка скважины №27Д-В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,21776
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01708
	6309	6309 01	Площадка скважины №34Г и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6310	6310 01	Площадка скважины №38 и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	
	6311	6311 01	Площадка скважины №39 и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	
	6312	6312 01	Площадка скважины №41Г и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6313	6313 01	Площадка скважины №42В и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6314	6314 01	Площадка скважины №43В и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6315	6315 01	Площадка скважины №44В и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6316	6316 01	Площадка скважины №45В и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6317	6317 01	Площадка скважины №ДГК-1Г и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,54824
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03376
	6318	6318 01	Площадка БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04208
							Метанол	1052	0,02516
	6319	6319 01	Площадка скважины №47В и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6320	6320 01	Площадка скважины №48В и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43996
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02544
	6322	6322 01	Площадка скважины №53Г и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,54824
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03376
	6325	6325 01	Площадка скважины №163В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,21776
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01708
	6328	6328 01	Площадка скважины №156В (К6)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6329	6329 01	Площадка скважины №157В (К8)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6330	6330 01	Площадка скважины №158В (К9)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6331	6331 01	Площадка скважины №159В (К10)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6332	6332 01	Площадка скважины №160В (К11)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6333	6333 01	Площадка скважины №161В (К12)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6334	6334 01	Площадка скважины №162В (К13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6335	6335 01	Площадка скважины №58В (К15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,59652
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,0084
	6336	6336 01	Площадка запуска скребка на скважине №58В (К15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,7606
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01256

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	6337	6337 01	Площадка дренажной емкости на скв. №58В (K15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,1676
	6338	6338 01	Площадка БДР-2, 5 на скв. №58В (K15)		24	8760	Метанол	1052	0,00428
	6346	6346 01	Площадка скважины №153В (WK13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,14912
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00208
	6347	6347 01	Площадка приема скребков PST01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	4,12928
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,10484
	6348	6348 01	Площадка дренажных емкостей высокого давления Т-98005 и Т-98006 на PST01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,84248
	6349	6349 01	Площадка шламоуловителя на PST01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,08396
							Метанол	1052	0,00404
	6350	6350 01	Площадка скважины №137В (L6)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6351	6351 01	Площадка скважины №138В (L7)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6352	6352 01	Площадка скважины №139В (L9)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6353	6353 01	Площадка скважины №140В (L10)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6354	6354 01	Площадка скважины №141В (L11)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6355	6355 01	Площадка скважины №142В (L12)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6356	6356 01	Площадка скважины №143В (L13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6357	6357 01	Площадка скважины №144В (L14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6358	6358 01	Площадка скважины №145В (L15) и дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,5436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05492
	6359	6359 01	Площадка камеры запуска скребка ЕР-16401 на скв.№145В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,544
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05912
	6360	6360 01	Площадка блока дозирования химреагента БДР-2, 5 на скв.		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,08432
							Метанол	1052	0,00852
	6361	6361 01	Площадка скважины №146В (L16)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,13592
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01372
	6372	6372 01	Площадка дренажной емкости низкого давления Т-99001 и Т-99002 на PST-01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,84248
	6373	6373 01	Площадка БДР-2, 5 на PST-01		24	8760	Метанол	1052	2,30892
							Формальдегид	1325	0,3942
	6374	6374 01	Площадка Сепаратора высокого давления V-98003 на PST-01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65096
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,2546
	6375	6375 01	Площадка Депарафинизаторов V-98001 А/В на PST-01		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65096
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05028
	6376	6376 01	Площадка скважины №174В (J8)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6377	6377 01	Площадка скважины №175В (J9)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6378	6378 01	Площадка скважины №176В (J10)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6379	6379 01	Площадка скважины №177В (J11)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6380	6380 01	Площадка скважины №178В (J12)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6381	6381 01	Площадка скважины №179В (J13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6382	6382 01	Площадка скважины №180В (J14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6383	6383 01	Площадка скважины №182В (J16)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6384	6384 01	Площадка скважины №181В (J15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6385	6385 01	Площадка запуска скребка на скважине №181В (J15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43644
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03864
	6386	6386 01	Площадка дренажной емкости на скважине №181В (J15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,54716
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03832
	6387	6387 01	Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 181В (J15)		24	8760	Формальдегид	1325	1,39992
	6388	6388 01	Площадка скважины № 167В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65211268
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6389	6389 01	Площадка скважины № 170V		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6394	6394 01	Площадка скважины № 172V		24	8760			
	6395	6395 01	Площадка скважины №191В (I9)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,65212
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6396	6396 01	Площадка скважины №192В (I11)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,16304
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6397	6397 01	Площадка скважины №193В (I12)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,16304
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6398	6398 01	Площадка скважины №194В (I13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,16304
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	6399	6399 01	Площадка скважины №196В (I15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,16304
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	7201	7201 01	Площадка скважины №195В (I14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,16304
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05068
	7202	7202 01	Площадка запуска скребка на скв.№195В (I14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,43644
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03864
	7203	7203 01	Площадка дренажной емкости на скважине №195В (I14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,54716
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03832
	7204	7204 01	Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 195В (I14)		24	8760	Формальдегид	1325	1,39992
	7210	7210 01	Площадка скважины №189В (WM14)						
	7211	7211 01	Площадка скважины №107В (WM7)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7212	7212 01	Площадка скважины №108В (WM8)						
	7213	7213 01	Площадка скважины №109В		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
			(WM9)				Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7214	7214 01	Площадка скважины №110В (WM10)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7215	7215 01	Площадка скважины №111В (WM11)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7216	7216 01	Площадка скважины №112В (WM12)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7217	7217 01	Площадка скважины №113В (WM13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7218	7218 01	Площадка скважины №114В (WM14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7219	7219 01	Площадка скважины №115В (WM15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70616
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05084
	7220	7220 01	Площадка скважины №116В (М6)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7221	7221 01	Площадка скважины №117В (М7)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7222	7222 01	Площадка скважины №118В (М8)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7223	7223 01	Площадка скважины №119В (М9)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7224	7224 01	Площадка скважины №120В (М10)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7225	7225 01	Площадка скважины №121В (М11)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7226	7226 01	Площадка скважины №122В (М12)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7227	7227 01	Площадка скважины №123В (М13)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7228	7228 01	Площадка скважины №124В (М14)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7229	7229 01	Площадка скважины №125В (М15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7230	7230 01	Площадка запуска скребка на скважине №125В (М15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,49108
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,04692
	7231	7231 01	Площадка дренажной емкости на скважине №125В (М15)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,54716
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,03832
	7232	7232 01	Площадка блока дозирования химреагентов БДР на скв. №125В (М15)		24	8760	Формальдегид	1325	1,39992
	7233	7233 01	Площадка скважины №126В (М16)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,70636
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,05088
	7234	7234 01	Линия Е. Площадка скважины F6 (DGA-226V)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7235	7235 01	Площадка скважины G7 (DGA-215V)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7236	7236 01	Площадка скважины Е5 (DGA-234V)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7237	7237 01	Площадка скважины Е4 (DGA-233V)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7238	7238 01	Площадка скважины F4 (DGA-224V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7239	7239 01	Площадка скважины E6 (DGA-235V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7240	7240 01	Площадка скважины F5 (DGA-225V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7241	7241 01	Площадка скважины E3 (DGA-65V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7243	7243 01	Площадка скважины WF5 (DGA-220V)						
	7244	7244 01	Площадка скважины WE5 (DGA-231V)						
	7245	7245 01	Площадка скважины WE4 (DGA-230V)						
	7246	7246 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6 (DGA-226V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7247	7247 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E5 (DGA-234V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7248	7248 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E4 (DGA-233V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7249	7249 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F4 (DGA-224V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7250	7250 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки G7 (DGA-215V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7251	7251 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F5 (DGA-225V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7252	7252 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E6 (DGA-235V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7253	7253 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E3 (DGA-65V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7254	7254 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки G5 (DGA-213V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7255	7255 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки H5 (DGA-202V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7256	7256 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки I5 (DGA-190V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448
	7257	7257 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки J5 (DGA-173V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00448

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7258	7258 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WF5 (DGA-220V)						
	7259	7259 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WE5 (DGA-231V)						
	7260	7260 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WE4 (DGA-230V)						
	7261	7261 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WI5 (DGA-183V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00472
	7262	7262 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WG5 (DGA-208)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00464
	7263	7263 01	Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,000152
	7264	7264 01	Площадка ФС с металлическим участком коллектора		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,000076
	7265	7265 01	Площадка ФС с металлическим участком коллектора		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,000076
	7266	7266 01	Площадка колодца подключения выкидной линии скважины 30D-H		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,0044
	7267	7267 01	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PSTO4-01		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00436
	7268	7268 01	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PSTO4-02		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00436
	7269	7269 01	Площадка камеры приема скребка с PST-01		24	8760	Углеводороды предельные C1-C5	0415	0,2716
							Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,11804
	7270	7270 01	Площадка скважины H6 (DGA-203V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7271	7271 01	Площадка скважины G6 (DGA-214V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7272	7272 01	Площадка очистных устройств		24	8760	Углеводороды предельные C1-C5	0415	0,0224
							Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,08512
	7273	7273 01	Площадка колодца трубопроводной обвязки H6 (DGA 203V) и G6 (DGA-214V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,00868
	7274	7274 01	Площадка БДР хим. реагентов		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,29488
	7275	7275 01	Площадка скважины G5 (DGA-213V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7276	7276 01	Площадка скважины H5 (DGA-202V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012
	7277	7277 01	Площадка скважины I5 (DGA-190V)		24	8760	Углеводороды предельные C6-C10	0416	0,1012

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7278	7278 01	Площадка скважины J5 (DGA-173V)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7279	7279 01	Площадка скважины WI5 (DGA-183V)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7280	7280 01	Площадка выкидной линии от скв.58В (К15) до точки		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05216
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01984
	7281	7281 01	Площадка выкидной линии от скв.41Г (DGA) до точки		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04912
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01868
	7282	7282 01	Площадка выкидной линии от скв.34Г (DGA) до точки		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04924
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01872
	7283	7283 01	Площадка выкидной линии от скв.229В (К17) до точки		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,04912
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01868
	7284	7284 01	Линия D. Площадка добывающей скважины DGA-244V (D4)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7285	7285 01	Площадка добывающей скважины DGA-245V (D5)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7286	7286 01	Площадка добывающей скважины DGA-246V (D6)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7287	7287 01	Площадка добывающей скважины DGA-240V (WD4), перевод. в нагнет.		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7288	7288 01	Площадка добывающей скважины DGA-241V (WD5), перевод. в нагнет.		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7289	7289 01	Площадка добывающей скважины DGA-242V (WD6), перевод. в нагнет.		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7290	7290 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-244V (D4)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00448
	7291	7291 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-245V (D5)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00448
	7292	7292 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-246V (D6)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00448
	7293	7293 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-240V (WD4)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00472
	7294	7294 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-241V (WD5)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00472
	7295	7295 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-242V (WD6)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00472
	7296	7296 01	Площадка камеры приема скребка на PST-04		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,13112
	7297	7297 01	Площадка камеры приема скребка на PST-04		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1354

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	7298	7298 01	Площадка камеры запуска скребка на PST-04		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,12268
	7299	7299 01	Площадка дренажной емкости и свечи на PST-04		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00056
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00884
	7300	7300 01	Площадка съемной соединит. секции трубопровода для инспекции		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00032
	7301	7301 01	Площадка ФС с металл. участком коллектора		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00016
	7302	7302 01	Площадка ФС с металл. участком коллектора		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00008
	7303	7303 01	Площадка добывающей скважины DGA-66V (D7)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7304	7304 01	Площадка добывающей скважины DGA-247V (D8)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1012
	7305	7305 01	Площадка очистных устройств		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,00056
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,08512
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,02184
	7306	7306 01	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-66V (D7) и DGA-247V (D8)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00868
	7307	7307 01	Площадка БДР		24	8760	Ксилол	0616	0,29488
	7308	7308 01	Площадка ФС с металлическим участком коллектора		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00008
	7309	7309 01	Площадка добывающей скважины DGA-67V(C5)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,08556
	7310	7310 01	Площадка добывающей скважины DGA-252V(C3)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,08556348
	7311	7311 01	Площадка добывающей скважины DGA-254V(BW2)		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,08556348
	7312	7312 01	Площадка добывающей скважины DGA-198V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,4232
	7313	7313 01	Площадка добывающей скважины DGA-199V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,4232
	7314	7314 01	Площадка добывающей скважины DGA-200V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,4232
	7315	7315 01	Площадка добывающей скважины DGA-204V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,4232
	7316	7316 01	Площадка добывающей скважины DGA-205V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,4232
	7327	7327 01	Площадка добывающей скважины DGA-217V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,262272
	7328	7328 01	Площадка добывающей скважины DGA-218V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,262272
	7332	7332 01	Площадка добывающей скважины DGA-210V		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,26228
(004) Коммерческий узел учета нефти	0402	0402 01	Продувочная свеча		2	2	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,01776
	0403	0403 01	Дизельный генератор ММЗ-240		2	200	Азота диоксид	0301	
							Азота оксид	0304	

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Сажа	0328	
							Сера диоксид	0330	
							Углерод оксид	0337	
							Бенз/а/пирен	0703	
							Формальдегид	1325	
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	
	0404	0404 01	Дизельный генератор Genelec GPW210 (резервный)		2	4	Азота диоксид	0301	0,02476
							Азота оксид	0304	0,00401
							Сажа	0328	0,00155
							Сера диоксид	0330	0,00386
							Углерод оксид	0337	0,0201
							Бенз/а/пирен	0703	0,00000002
							Формальдегид	1325	0,00039
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00927
	6401	6401 01	Площадка приема скребка		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,10868
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01264
	6402	6402 01	Площадка узла подключения к магистральному нефтепроводу		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01296
	6403	6403 01	Площадка дренажной емкости		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05404
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01236
	6404	6404 01	Площадка узла учета нефти		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,434
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,08472
	6405	6405 01	Межплощадочные трубопроводы		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05424
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,00852
	6406	6406 01	Площадка прувера		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,05424
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,02096
(005) Автозаправочная станция	0501	0501 01	Емкость с дизельным топливом		24	8760	Сероводород	0333	0,000004
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00092
	0502	0502 01	Емкость с бензином		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,27884
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,01698
							Пентилены	0501	0,00924
							Бензол	0602	0,0074
							Ксилол	0616	0,00056
							Толуол	0621	0,00536
							Этилбензол	0627	0,0002
	0503	0503 01	Блок АЗС (дизельное топливо)		24	8760	Сероводород	0333	0,000004
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00092
	0504	0504 01	Блок АЗС (бензин)		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,27884
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,06792
							Пентилены	0501	0,00924
							Бензол	0602	0,0074
							Ксилол	0616	0,00056
							Толуол	0621	0,00536
							Этилбензол	0627	0,0002
	6501	6501 01	Раздаточная колонна налива дизтоплива		10	730	Сероводород	0333	0,000004
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00144
	6502	6502 01	Раздаточная колонна налива бензина		10	730	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,0436
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,10616
							Пентилены	0501	0,00144
							Бензол	0602	0,00116

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Ксилол	0616	0,00008
							Толуол	0621	0,00084
							Этилбензол	0627	0,00004
	6503	6503 01	Насос дизельного топлива		10	2920	Сероводород	0333	0,000328
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,11648
	6504	6504 01	Насос бензина		10	2920	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,17628
							Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,04292
							Пентилены	0501	0,00584
							Бензол	0602	0,00468
							Ксилол	0616	0,00036
							Толуол	0621	0,0034
							Этилбензол	0627	0,00012
	6505	6505 01	Автостоянка		24	8760	Азота диоксид	0301	0,00024
							Азота оксид	0304	0,00004
							Сажа	0328	0,00001
							Сера диоксид	0330	0,00004
							Углерод оксид	0337	0,00196
							Бензин	2704	0,00028
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00008
(006) Морская насосная	0601	0601 01	Дизельный генератор Caterpillar 700 (двигатель С18)		2	200	Азота диоксид	0301	0,05956
							Азота оксид	0304	0,00968
							Сажа	0328	0,00373
							Сера диоксид	0330	0,00931
							Углерод оксид	0337	0,04841
							Бенз/а/пирен	0703	0,00000012
							Формальдегид	1325	0,00093
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,02234
	0602	0602 01	Блок дозирования хим. реагента (БДР)		24	8760	Этиленгликоль	1078	0,7798
							Формальдегид	1325	0,3342
(007) Участок газопровода от	0701	0701 01	Продувочная свеча		2	5	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,49804
УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-	6701	6701 01	Площадка узла подключения газопровода к ЦПС		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,27124
(008) Вахтовый поселок подрядных компаний	0801	0801 01	Дизельный генератор Caterpillar 3406		2	200	Азота диоксид	0301	0,05615
							Азота оксид	0304	0,00913
							Сажа	0328	0,00351
							Сера диоксид	0330	0,00877
							Углерод оксид	0337	0,04562
							Бенз/а/пирен	0703	0,000000104
							Формальдегид	1325	0,00088
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,02106
	0802	0802 01	Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001А)		2	100	Азота диоксид	0301	0,05268
							Азота оксид	0304	0,00856
							Сажа	0328	0,00459
							Сера диоксид	0330	0,00689
							Углерод оксид	0337	0,04594
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000001
							Формальдегид	1325	0,00092
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,02297
	0803	0803 01	Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001В)		2	100	Азота диоксид	0301	0,05268
							Азота оксид	0304	0,00856
							Сажа	0328	0,00459

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Сера диоксид	0330	0,00689
							Углерод оксид	0337	0,04594
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000001
							Формальдегид	1325	0,00092
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,02297
	6801	6801 01	Автостоянка №1		24	8760	Азота диоксид	0301	0,0034
							Азота оксид	0304	0,00056
							Сажа	0328	0,00032
							Сера диоксид	0330	0,00076
							Углерод оксид	0337	0,02224
							Бензин	2704	0,0028
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00108
	6802	6802 01	Автостоянка №2		24	8760	Азота диоксид	0301	0,01736
							Азота оксид	0304	0,0028
							Сажа	0328	0,00232
							Сера диоксид	0330	0,00396
							Углерод оксид	0337	0,04416
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0072
(009) Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	0901	0901 01	Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата ПАП-60/80		10	3436	Азота диоксид	0301	0,76624
							Азота оксид	0304	0,12451
							Сажа	0328	0,04789
							Сера диоксид	0330	0,11973
							Углерод оксид	0337	0,62257
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000013
							Формальдегид	1325	0,01197
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,28734
	0902	0902 01	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320		10	1251	Азота диоксид	0301	0,26314
							Азота оксид	0304	0,04277
							Сажа	0328	0,01645
							Сера диоксид	0330	0,04112
							Углерод оксид	0337	0,21381
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000001
							Формальдегид	1325	0,00411
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,09868
	0903	0903 01	Дизельный генератор (освещение)		10	1000	Азота диоксид	0301	0,26956
							Азота оксид	0304	0,0438
							Сажа	0328	0,01684
							Сера диоксид	0330	0,04213
							Углерод оксид	0337	0,21902
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000002
							Формальдегид	1325	0,00421
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,10109
	6902	6902 01	Технологическая емкость		10	3436	Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,04113
(010) Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80	1001	1001 01	Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата ПАП-60/80		10	3663	Азота диоксид	0301	0,8005
							Азота оксид	0304	0,13009
							Сажа	0328	0,05003
							Сера диоксид	0330	0,12507
							Углерод оксид	0337	0,65041
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000013
							Формальдегид	1325	0,0125
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,30019

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	1002	1002 01	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320		10	2000	Азота диоксид	0301	0,42239
							Азота оксид	0304	0,06864
							Сажа	0328	0,0264
							Сера диоксид	0330	0,066
							Углерод оксид	0337	0,34319
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000006
							Формальдегид	1325	0,00659
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,1584
	1003	1003 01	Дизельный генератор (освещение)		10	953	Азота диоксид	0301	0,24774
							Азота оксид	0304	0,04025
							Сажа	0328	0,01549
							Сера диоксид	0330	0,03871
							Углерод оксид	0337	0,20129
							Бенз/а/пирен	0703	0,0000001
							Формальдегид	1325	0,00388
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0929
	7002	7002 01	Технологическая емкость		24	3663	Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,04384
(011) Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	1101	1101 01	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)		24	3998	Азота диоксид	0301	64,5332803656
							Азота оксид	0304	20,3789451678
							Сажа	0328	0,5937722
							Сера диоксид	0330	26,4012818324
							Углерод оксид	0337	76,832709523
							Метан	0410	43,084229094
							Бенз/а/пирен	0703	0,00014905344
							Формальдегид	1325	0,150989328
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	1,65223321
	1102	1102 01	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)		24	3998	Азота диоксид	0301	45,7297113848
							Азота оксид	0304	14,5590327846
							Сажа	0328	0,347807445
							Сера диоксид	0330	18,8618052692
							Углерод оксид	0337	53,9535277783
							Метан	0410	30,933317332
							Бенз/а/пирен	0703	0,00009131984
							Формальдегид	1325	0,088717784
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,90544463
	1103	1103 01	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)		24	3998	Азота диоксид	0301	74,6705014364
							Азота оксид	0304	23,8853064201
							Сажа	0328	0,5849746025
							Сера диоксид	0330	31,1233094906
							Углерод оксид	0337	90,1289385898
							Метан	0410	51,255933756
							Бенз/а/пирен	0703	0,00018406425
							Формальдегид	1325	0,151069905
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	1,109247605
	1104	1104 01	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)		24	3998	Азота диоксид	0301	101,139367513
							Азота оксид	0304	31,8369806013
							Сажа	0328	1,02355464
							Сера диоксид	0330	41,3071181828
							Углерод оксид	0337	121,707001759
							Метан	0410	67,302014938
							Бенз/а/пирен	0703	0,00026215086

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Формальдегид	1325	0,260609118
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	2,77772783
	1105	1105 01	Резервуар хранения дизельного топлива		24	8760	Сероводород	0333	0,0000014
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00093
	1106	1106 01	Резервуар хранения дизельного топлива		24	8760	Сероводород	0333	0,0000014
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,00093
	1107	1107 01	Подземная емкость хранения отработанного масла		24	8760	Масло минеральное нефтяное	2735	0,00008
	1108	1108 01	Подземная емкость хранения отработанного масла		24	8760	Масло минеральное нефтяное	2735	0,00008
	1109	1109 01	Дизельный генератор Caterpillar C15 (Модель 500)		2	147	Азота диоксид	0301	0,0827
							Азота оксид	0304	0,01344
							Сажа	0328	0,00517
							Сера диоксид	0330	0,01293
							Углерод оксид	0337	0,06719
							Бенз/а/пирен	0703	0,000000105
							Формальдегид	1325	0,00128
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,03102
	1110	1110 01	Установка охлаждения масла		10	3998	Этиленгликоль	1078	0,16067
	7102	7102 01	Установки охлаждения масла		10	3998	Этиленгликоль	1078	0,16067
	7105	7105 01	Насосная станция подачи дизельного топлива		24	8760	Сероводород	0333	0,00048
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,16761
	7106	7106 01	Площадка слива дизельного топлива		24	8760	Сероводород	0333	0,00072
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,25068
	7107	7107 01	Площадка ГТЭС		24	8760	Углеводороды предельные С1-С5	0415	0,8298
	7108	7108 01	Парковка		24	8760	Азота диоксид	0301	0,0008
							Азота оксид	0304	0,00012
							Сажа	0328	0,00004
							Сера диоксид	0330	0,0002
							Углерод оксид	0337	0,00908
							Бензин	2704	0,0014
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0002
(012) Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	1201	1201 01	Резервуар для диз.топлива		24	8760	Сероводород	0333	0,000002
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,0008
	1202	1202 01	Дизельный генератор, 400 кВт (резервный)		2	200	Азота диоксид	0301	0,3088
							Азота оксид	0304	0,05018
							Сажа	0328	0,0193
							Сера диоксид	0330	0,04824
							Углерод оксид	0337	0,2509
							Бенз/а/пирен	0703	0,00000062
							Формальдегид	1325	0,004824
							Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,1159
	8001	8001 01	Межплощадка		24	8760	Этиленгликоль	1078	0,5108
	8002	8002 01	Площадка БДР		24	8760	Этиленгликоль	1078	0,298
	8003	8003 01	Площадка БДР		24	8760	Этиленгликоль	1078	0,298
	8004	8004 01	Площадка установки подготовки морской воды		24	8760	Этиленгликоль	1078	0,3808
	8005	8005 01	Площадка установки подготовки пластовой воды		24	8760	Углеводороды предельные С6-С10	0416	0,1612
							Этиленгликоль	1078	0,3808

A	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Примечание: В графе 8 в скобках указан код ЗВ из таблицы 1 Приложения 1 к Приказу Министерства национальной экономики РК от 28.02.2015 г. №168 (список ПДК) *** - Согласно "Классификатору продукции по видам экономической деятельности" (КПВЭД-2020 от 01.01.2009 г. по сост. на 2020 г.)**									

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

2. Характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Номер источника загрязнения	Параметры источника загряз-		Параметры газовоздушной смеси на выходе с источника			Код загрязняющего вещества (ЭНК, ПДК или ОБУВ)	Наименование загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ,	
	Высота, м	Диаметр, размер сечения	Скорость, м/с	Объемный расход, м3/с	Температура, С			Максимальное, г/с	Суммарное,т/год
1	2	3	4	5	6	7	7а	8	9
Центральный пункт сбора нефти									
0101	7	0.2	29,44	0,924887	400	0301	Азота диоксид	0,77867	0,07276
						0304	Азота оксид	0,12653	0,01182
						0328	Сажа	0,05069	0,00455
						0330	Сера диоксид	0,12167	0,01137
						0337	Углерод оксид	0,62861	0,05912
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	
						1325	Формальдегид	0,01217	0,00113
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,29403	0,02729
0102	7	0.2	18,5	0,5813	400	0301	Азота диоксид	0,42667	0,05085
						0304	Азота оксид	0,06933	0,00826
						0328	Сажа	0,02778	0,00318
						0330	Сера диоксид	0,06667	0,00795
						0337	Углерод оксид	0,34444	0,04132
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00667	0,00079
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,16111	0,01907
0103	7	0.2	30,58	0,9607	400	0301	Азота диоксид	0,77653	0,07707
						0304	Азота оксид	0,12619	0,01252
						0328	Сажа	0,05056	0,00482
						0330	Сера диоксид	0,12133	0,01205
						0337	Углерод оксид	0,62689	0,06262
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,01213	0,00120
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,29322	0,02890
0104	7	0.2	30,58	0,9607	400	0301	Азота диоксид	0,77653	0,07707

						0304	Азота оксид	0,12619	0,01252
						0328	Сажа	0,05056	0,00482
						0330	Сера диоксид	0,12133	0,01205
						0337	Углерод оксид	0,62689	0,06262
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	
						1325	Формальдегид	0,01213	0,00120
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,29322	0,02890
0105	3	0.202	0,13	0,00417	31,2	0333	Сероводород	0,00005	0,00001
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01629	0,00188
0106	3	0.202	0,13	0,00417	31,2	0333	Сероводород	0,00005	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01629	0,00080
0107	5	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01376	0,43400
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
0108	4,5	0.75	0,71	0,313668	300	0301	Азота диоксид	0,15970	0,03470
						0304	Азота оксид	0,02600	0,00560
						0328	Сажа	0,01460	0,00300
						0330	Сера диоксид	0,32670	0,06580
						0337	Углерод оксид	0,08840	0,06430
						0410	Метан	0,08840	0,06430
0109	3	0.05	0,18	0,000353	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,31576	0,00228
0110	3	0.05	0,18	0,000353	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,31576	0,00056
0111	4,5	0.75	0,71	0,313668	300	0301	Азота диоксид	0,15970	0,03470
						0304	Азота оксид	0,02600	0,00560
						0328	Сажа	0,01460	0,00300
						0330	Сера диоксид	0,32670	0,06580
						0337	Углерод оксид	0,08840	0,06430
						0410	Метан	0,08840	0,06430
0112	9	0.4	0,49	0,061575	300	0301	Азота диоксид	0,03370	0,23220
						0304	Азота оксид	0,00550	0,03770
						0328	Сажа	0,00210	0,00010
						0330	Сера диоксид	0,04670	0,00250
						0337	Углерод оксид	0,01910	0,20200
						0410	Метан	0,01910	0,20200
0113	3	0.05	0,18	0,000353	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,31576	0,00228
0114	9	0.4	0,49	0,061575	300	0301	Азота диоксид	0,03370	0,23180
						0304	Азота оксид	0,00550	0,03770
						0328	Сажа	0,00210	0,00011
						0330	Сера диоксид	0,04670	0,00252

						0337	Углерод оксид	0,01910	0,20180
						0410	Метан	0,01910	0,20180
0115	3	0.05	0,18	0,000353	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,31576	0,00228
0116	3	0.32	8,38	0,67396	31,2	0150	Натр едкий	0,00003	0,00008
						0302	Азотная кислота	0,00050	0,00132
						0303	Аммиак	0,00005	0,00012
						0316	Соляная кислота	0,00013	0,00036
						0322	Серная кислота	0,00003	0,00008
						0602	Бензол	0,00025	0,00064
						0621	Толуол	0,00008	0,00020
						0906	Четыреххлористый углерод	0,00049	0,00128
						1061	Этиловый спирт	0,00167	0,00440
						1401	Ацетон	0,00064	0,00168
						1555	Уксусная кислота	0,00019	0,00052
0117	3	0.25	5,54	0,271944	31,2	0150	Натр едкий	0,00003	0,00008
						0302	Азотная кислота	0,00050	0,00132
						0303	Аммиак	0,00005	0,00012
						0316	Соляная кислота	0,00013	0,00036
						0322	Серная кислота	0,00003	0,00008
						0602	Бензол	0,00025	0,00064
						0621	Толуол	0,00008	0,00020
						0906	Четыреххлористый углерод	0,00049	0,00128
						1061	Этиловый спирт	0,00167	0,00440
						1401	Ацетон	0,00064	0,00168
						1555	Уксусная кислота	0,00019	0,00052
0118	3	0.25	7,36	0,361283	31,2	0150	Натр едкий	0,00003	0,00008
						0302	Азотная кислота	0,00050	0,00132
						0303	Аммиак	0,00005	0,00012
						0316	Соляная кислота	0,00013	0,00036
						0322	Серная кислота	0,00003	0,00008
						0602	Бензол	0,00025	0,00064
						0621	Толуол	0,00008	0,00020
						0906	Четыреххлористый углерод	0,00049	0,00128
						1061	Этиловый спирт	0,00167	0,00440
						1401	Ацетон	0,00064	0,00168
						1555	Уксусная кислота	0,00019	0,00052
0119	12	0.2	1,77	0,055606	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	9,49985	27,33938
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	3,51361	9,03981

						0602	Бензол	0,04589	0,11153
						0616	Ксилол	0,01442	0,03506
						0621	Толуол	0,02884	0,07010
0120	12	0.2	1,77	0,055606	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	9,49985	27,33938
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	3,51361	9,03981
						0602	Бензол	0,04589	0,11153
						0616	Ксилол	0,01442	0,03506
						0621	Толуол	0,02884	0,07010
0121	12	0.2	1,77	0,055606	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	9,49985	27,33938
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	3,51361	9,03981
						0602	Бензол	0,04589	0,11153
						0616	Ксилол	0,01442	0,03506
						0621	Толуол	0,02884	0,07010
0122	12	0.2	1,77	0,055606	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	9,49985	27,33938
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	3,51361	9,03981
						0602	Бензол	0,04589	0,11153
						0616	Ксилол	0,01442	0,03506
						0621	Толуол	0,02884	0,07010
0123	3	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01953	0,61580
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00085	0,02696
0124	3	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02298	0,72464
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00100	0,03160
0125	3	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02298	0,72464
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00100	0,03160
0126	3	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01150	0,36260
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00043	0,01352
0127	3	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,04592	1,44820
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00210	0,06636
0128	3	0.2	0,22	0,006912	31,2	1052	Метанол	0,04453	1,40420
0129	5	0.25	0,08	0,003927	31,2	2902	Взвешенные частицы	0,04568	0,07168
						2930	Пыль абразивная	0,00212	0,00572
0130	5	0.258	0,08	0,00417	31,2	0322	Серная кислота	0,00004	0,00000
						2735	Масло минеральное нефтяное	0,00000	0,00000
0131	5	0.25	0,08	0,003927	31,2	0123	Железо (II, III) оксиды	0,02347	0,00288
						0143	Марганец и его соединения	0,00056	0,00007
						0301	Азота диоксид	0,01349	0,00182
						0337	Углерод оксид	0,01683	0,00207
						0342	Фтористый водород	0,00022	0,00002

						0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00023	0,00002
						2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0,00023	0,00002
0134	7	0.2	23,87	0,749898	400	0301	Азота диоксид	0,51200	0,00991
						0304	Азота оксид	0,08320	0,00162
						0328	Сажа	0,03333	0,00063
						0330	Сера диоксид	0,08000	0,00154
						0337	Углерод оксид	0,41333	0,00805
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00800	0,00015
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,19333	0,00371
0135	7	0.2	8,96	0,281487	400	0301	Азота диоксид	0,13733	0,01582
						0304	Азота оксид	0,02232	0,00257
						0328	Сажа	0,01167	0,00138
						0330	Сера диоксид	0,01833	0,00209
						0337	Углерод оксид	0,12000	0,01379
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	
						1325	Формальдегид	0,00250	0,00027
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06000	0,00690
0136	7	0.2	8,96	0,281487	400	0301	Азота диоксид	0,13733	0,01582
						0304	Азота оксид	0,02232	0,00257
						0328	Сажа	0,01167	0,00138
						0330	Сера диоксид	0,01833	0,00209
						0337	Углерод оксид	0,12000	0,01379
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	
						1325	Формальдегид	0,00250	0,00027
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06000	0,00690
0137	2,5	0.2	32,84	1,031699	400	0301	Азота диоксид	0,00092	0,04595
						0304	Азота оксид	0,00015	0,00747
						0328	Сажа	0,00008	0,00401
						0330	Сера диоксид	0,00012	0,00601
						0337	Углерод оксид	0,00080	0,04007
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00002	0,00080
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00040	0,02004
0138	5	0.25	0,08	0,003927	31,2	0301	Азота диоксид	0,00038	0,00020
						0304	Азота оксид	0,00006	0,00004

						0330	Сера диоксид	0,00005	0,00004
						0337	Углерод оксид	0,00133	0,00076
						2704	Бензин	0,00018	0,00012
0139	5	0.25	0,08	0,003927	31,2	2902	Взвешенные частицы	0,01050	0,02660
						2930	Пыль абразивная	0,00530	0,01532
0140	5	0.25	0,08	0,003927	31,2	0301	Азота диоксид	0,00094	0,00276
						0304	Азота оксид	0,00015	0,00044
						0328	Сажа	0,00003	0,00012
						0330	Сера диоксид	0,00016	0,00048
						0337	Углерод оксид	0,00389	0,01196
						2704	Бензин	0,00018	0,00004
						2732	Керосин	0,00040	0,00188
0401	7	0.2	18,51	0,581509	400	0301	Азота диоксид	0,42667	0,01820
						0304	Азота оксид	0,06933	0,00296
						0328	Сажа	0,02778	0,00114
						0330	Сера диоксид	0,06667	0,00284
						0337	Углерод оксид	0,34444	0,01479
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00667	0,00028
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,16111	0,00682
6101	2				31,2	0333	Сероводород	0,00005	0,00144
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01764	0,51556
6102	2				31,2	0333	Сероводород	0,00006	0,00001
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,02216	0,00400
6103	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,07578	2,38976
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00588	0,18556
6104	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02238	0,70580
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00173	0,05472
6105	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00862	0,27200
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00067	0,02124
6106	2				31,2	0333	Сероводород	0,00000	0,00008
						0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03443	1,08592
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00267	0,08412
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00108	0,03404
6107	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01381	0,43548
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00108	0,03412
6108	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01373	0,43296
6109	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,05112	1,61216

6110	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01213	0,38240
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00217	0,06856
6111	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,08230	2,59540
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00300	0,09468
6112	5				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03245	1,02348
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00118	0,03736
6113	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01090	0,34380
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00041	0,01280
6114	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03755	1,18420
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00137	0,04320
6115	5				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00896	0,28244
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00033	0,01032
6116	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02047	0,64556
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6117	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,05170	1,63028
6118	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00440	0,13876
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00080	0,02516
6119	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00052	0,01640
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00026	0,00820
6120	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01717	0,54144
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00053	0,01676
6121	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01667	0,52560
6122	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02380	0,75044
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00053	0,01676
6123	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01667	0,52560
6124	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01392	0,43900
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00053	0,01676
6125	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03333	1,05120
6126	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00133	0,04208
						1052	Метанол	0,00080	0,02516
6127	2				31,2	0118	Титан диоксид	0,00212	0,00036
						0123	Железо (II, III) оксиды	0,00430	0,04516
						0143	Марганец и его соединения	0,00034	0,00356
						0203	Хром шестивалентный	0,00000	0,00000
						0301	Азота диоксид	0,00276	0,01572
						0337	Углерод оксид	0,00411	0,04324
						0342	Фтористый водород	0,00029	0,00304

						0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00031	0,00324
						2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0,00031	0,00324
6128	2				31,2	0616	Ксилол	0,00153	0,00164
						0621	Толуол	0,00464	0,00502
						1042	Бутиловый спирт	0,00043	0,00046
						1210	Бутилацетат	0,00472	0,00510
						1240	Этилацетат	0,00170	0,00184
						1401	Ацетон	0,00171	0,00186
6129	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00024	0,00088
						0304	Азота оксид	0,00004	0,00016
						0328	Сажа	0,00002	0,00008
						0330	Сера диоксид	0,00005	0,00020
						0337	Углерод оксид	0,00177	0,00632
						2704	Бензин	0,00025	0,00084
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00008	0,00028
6130	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01888	0,59540
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00145	0,04556
6131	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00861	0,27144
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00080	0,02516
6132	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00804	0,25356
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00029	0,00924
6133	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00804	0,06340
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00029	0,00232
6134	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00094	0,02972
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00094	0,02972
6135	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00093	0,00034
						0304	Азота оксид	0,00015	0,00006
						0328	Сажа	0,00003	0,00001
						0330	Сера диоксид	0,00009	0,00003
						0337	Углерод оксид	0,00390	0,00143
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00050	0,00018
6136	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00010	0,00008
						0304	Азота оксид	0,00002	0,00008
						0330	Сера диоксид	0,00002	0,00002
						0337	Углерод оксид	0,01036	0,00760
						2704	Бензин	0,00200	0,00146

6137	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00164	0,05176
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00164	0,05176
6138	3				31,2	2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,04368	1,37748
6139	3				31,2	0301	Азота диоксид	0,00025	0,00080
						0304	Азота оксид	0,00004	0,00012
						0328	Сажа	0,00002	0,00004
						0330	Сера диоксид	0,00006	0,00020
						0337	Углерод оксид	0,00261	0,00908
						2704	Бензин	0,00042	0,00140
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00007	0,00020
Установка подготовки газа									
0201	23,8	0.65	393,19	130,4728	1708,5	0301	Азота диоксид	2,57473	4,45160
						0304	Азота оксид	0,41839	0,72339
						0328	Сажа	2,14561	3,70978
						0330	Сера диоксид	0,02453	0,59506
						0333	Сероводород	0,00001	0,00027
						0337	Углерод оксид	21,45608	37,09776
						0410	Метан	0,53640	0,92744
						1715	Метилмеркаптан	0,00001	0,00034
0202	23	0.52	156,29	33,1921	1708,5	0301	Азота диоксид	0,95150	1,64224
						0304	Азота оксид	0,15462	0,26687
						0328	Сажа	0,79292	1,36842
						0330	Сера диоксид	0,01157	0,31979
						0333	Сероводород	0,00000	0,00014
						0337	Углерод оксид	7,92920	13,68414
						0410	Метан	0,19823	0,34210
						1715	Метилмеркаптан	0,00001	0,00018
0203	5	0.2	0,04	0,001257	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54380
0204	7	0.2	17,29	0,543181	400	0301	Азота диоксид	0,21333	0,11632
						0304	Азота оксид	0,03467	0,01890
						0328	Сажа	0,01389	0,00727
						0330	Сера диоксид	0,03333	0,01817
						0337	Углерод оксид	0,17222	0,09451
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00333	0,00182
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,08056	0,04362
6201	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01551	0,48916
6202	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00969	0,30564

6203	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00639	0,20160
6204	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00639	0,20160
6205	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01412	0,44516
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00852
6206	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,07855	2,47724
6207	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03333	1,05120
6208	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03333	1,05120
6209	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,04319	1,36192
						1078	Этиленгликоль	0,00214	0,05896
6210	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,04444	1,40160
6211	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,03059	0,96476
6212	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01111	0,35040
6213	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01953	0,61580
						1078	Этиленгликоль	0,00214	0,06744
6214	3				31,2	1078	Этиленгликоль	0,01111	0,35040
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01									
0303	5	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01376	0,43400
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
0304	3	0.2	0,22	0,006912	31,2	1052	Метанол	0,01113	0,23424
						1325	Формальдегид	0,03340	0,70276
0305	5	0.2	0,53	0,016651	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01376	1,73592
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,03352
0306	3	0.2	0,22	0,006912	31,2	1052	Метанол	0,01113	0,23424
						1325	Формальдегид	0,03340	0,70276
0308	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0309	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0310	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0311	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0312	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0313	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0314	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0315	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0316	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0317	3	0.2	0,22	0,006912	31,2	1052	Метанол	0,01113	0,23424
						1325	Формальдегид	0,03340	0,70276
0318	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0319	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0320	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316

0321	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0323	3	0.05	0,71	0,001394	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,05719	0,01812
0324	3	0.05	0,71	0,001394	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,05719	0,00948
0325	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00316
0326	3	0.05	0,71	0,001394	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,05719	0,00948
0327	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00080
0328	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00080
0329	5	0.03	0,99	0,0007	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,43954	0,00080
0330	5	0.1	3,47	0,027253	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	8,11875	0,05844
0331	5	0.04	0,04	5,03E-05	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,08119	0,05844
0332	5	0.06	0,82	0,002319	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,08119	0,05844
0333	7	0.2	10,47	0,328925	400	0301	Азота диоксид	0,77867	0,04105
						0304	Азота оксид	0,12653	0,00667
						0328	Сажа	0,05069	0,00257
						0330	Сера диоксид	0,12167	0,00641
						0337	Углерод оксид	0,62861	0,03335
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,01217	0,00064
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,29403	0,01539
6301	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00862	0,27200
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00337	0,10640
6302	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00133	0,04208
						1052	Метанол	0,00080	0,02516
6303	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00862	0,27200
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00337	0,10640
6304	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00133	0,04208
						1052	Метанол	0,00080	0,02516
6305	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00690	0,21776
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00054	0,01708
6309	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6310	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5		
						0416	Углеводороды предельные С6-С10		
6311	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5		
						0416	Углеводороды предельные С6-С10		
6312	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6313	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996

						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6314	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6315	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6316	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6317	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01738	0,54824
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00107	0,03376
6318	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00133	0,04208
						1052	Метанол	0,00080	0,02516
6319	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6320	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01395	0,43996
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00081	0,02544
6322	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01738	0,54824
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00107	0,03376
6325	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00690	0,21776
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00054	0,01708
6328	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6329	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6330	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6331	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6332	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6333	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6334	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6335	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,59652
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00840
6336	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02412	0,76060
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00040	0,01256
6337	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00531	0,16760

6338	2				31,2	1052	Метанол	0,00014	0,00428
6346	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01892	0,14912
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00208
6347	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,13094	4,12928
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00332	0,10484
6348	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02671	0,84248
6349	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00266	0,08396
						1052	Метанол	0,00013	0,00404
6350	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6351	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6352	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6353	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6354	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6355	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6356	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6357	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6358	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,54360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,05492
6359	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01725	0,54400
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00188	0,05912
6360	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00267	0,08432
						1052	Метанол	0,00027	0,00852
6361	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01724	0,13592
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00174	0,01372
6372	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02671	0,84248
6373	3				31,2	1052	Метанол	0,07113	2,30892
						1325	Формальдегид	0,00625	0,39420
6374	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02064	0,65096
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00807	0,25460
6375	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02064	0,65096

						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00159	0,05028
6376	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6377	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6378	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6379	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6380	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6381	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6382	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6383	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6384	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6385	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01384	0,43644
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00122	0,03864
6386	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01735	0,54716
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00122	0,03832
6387	3				31,2	1325	Формальдегид	0,05550	1,39992
6388	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65211
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6389					31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6394	3				31,2				
6395	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,65212
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6396	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,16304
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6397	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,16304
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6398	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,16304
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
6399	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,16304

						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
7201	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02068	0,16304
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05068
7202	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01384	0,43644
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00122	0,03864
7203	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01735	0,54716
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00122	0,03832
7204	3				31,2	1325	Формальдегид	0,05550	1,39992
7210	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7211	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7212	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7213	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7214	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7215	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7216	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7217	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7218	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7219	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02239	0,70616
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05084
7220	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7221	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7222	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7223	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7224	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088

7225	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7226	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7227	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7228	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7229	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7230	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01557	0,49108
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00149	0,04692
7231	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01735	0,54716
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00122	0,03832
7232	3				31,2	1325	Формальдегид	0,05550	1,39992
7233	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02240	0,70636
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00161	0,05088
7234	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7235	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7236	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7237	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7238	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7239	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7240	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7241	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7243	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7244	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7245	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7246	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7247	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7248	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7249	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7250	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7251	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7252	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7253	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7254	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7255	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448

7256	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7257	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7258	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7259	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7260	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7261	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7262	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00464
7263	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00000	0,00015
7264	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00000	0,00008
7265	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00000	0,00008
7266	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00440
7267	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00436
7268	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00436
7269	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00861	0,27160
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00374	0,11804
7270	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7271	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7272	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00071	0,02240
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00270	0,08512
7273	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00028	0,00868
7274	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00935	0,29488
7275	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7276	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7277	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7278	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7279	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7280	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00165	0,05216
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00063	0,01984
7281	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00156	0,04912
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00059	0,01868
7282	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00156	0,04924
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00063	0,01872
7283	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00156	0,04912
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00059	0,01868
7284	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7285	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7286	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7287	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120

7288	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7289	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7290	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7291	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7292	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00014	0,00448
7293	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7294	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7295	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00015	0,00472
7296	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00416	0,13112
7297	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00429	0,13540
7298	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00389	0,12268
7299	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00002	0,00056
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00028	0,00884
7300	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00001	0,00032
7301	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00000	0,00016
7302	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00000	0,00008
7303	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7304	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00321	0,10120
7305	3				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00002	0,00056
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00270	0,08512
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00069	0,02184
7306	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00028	0,00868
7307	3				31,2	0616	Ксилол	0,00935	0,29488
7308	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00000	0,00008
7309	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00271	0,08556
7310	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00271	0,08556
7311	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00271	0,08556
7312	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01342	0,42320
7313	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01342	0,42320
7314	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01342	0,42320
7315	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01342	0,42320
7316	3				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,01342	0,42320
7327	2				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00832	0,26227
7328	2				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00832	0,26227
7332	2				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00832	0,26228
Коммерческий узел учета нефти									
0402	5	0.03	1,38	0,000976	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,61637	0,01776
0403	7	0.2	3,27	0,1026	400	0301	Азота диоксид	0,13733	

						0304	Азота оксид	0,02232	
						0328	Сажа	0,01167	
						0330	Сера диоксид	0,01833	
						0337	Углерод оксид	0,12000	
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	
						1325	Формальдегид	0,00250	
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06000	
0404	7	0.2	16,12	0,5063	400	0301	Азота диоксид	0,35627	0,02476
						0304	Азота оксид	0,05789	0,00401
						0328	Сажа	0,02319	0,00155
						0330	Сера диоксид	0,05567	0,00386
						0337	Углерод оксид	0,28761	0,02010
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00557	0,00039
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,13453	0,00927
6401	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00345	0,10868
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00040	0,01264
6402	2				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00041	0,01296
6403	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00171	0,05404
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00039	0,01236
6404	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01376	0,43400
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00269	0,08472
6405	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00172	0,05424
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00027	0,00852
6406	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00172	0,05424
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00066	0,02096
Автозаправочная станция									
0501	5	0.1	0,35	0,002749	31,2	0333	Сероводород	0,00003	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01086	0,00092
0502	5	0.1	0,35	0,002749	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	2,34232	0,27884
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,57045	0,01698
						0501	Пентилены	0,07759	0,00924
						0602	Бензол	0,06207	0,00740
						0616	Ксилол	0,00466	0,00056
						0621	Толуол	0,04500	0,00536
						0627	Этилбензол	0,00155	0,00020
0503	5	0.1	0,18	0,001414	31,2	0333	Сероводород	0,00002	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00543	0,00092

0504	5	0.1	0,18	0,001414	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,17116	0,27884
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,28523	0,06792
						0501	Пентилены	0,03880	0,00924
						0602	Бензол	0,03104	0,00740
						0616	Ксилол	0,00233	0,00056
						0621	Толуол	0,02250	0,00536
						0627	Этилбензол	0,00078	0,00020
6501	2				31,2	0333	Сероводород	0,00002	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00543	0,00144
6502	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	1,23280	0,04360
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,30024	0,10616
						0501	Пентилены	0,04084	0,00144
						0602	Бензол	0,03267	0,00116
						0616	Ксилол	0,00245	0,00008
						0621	Толуол	0,02369	0,00084
						0627	Этилбензол	0,00082	0,00004
6503	2				31,2	0333	Сероводород	0,00003	0,00033
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01108	0,11648
6504	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,01677	0,17628
						0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00408	0,04292
						0501	Пентилены	0,00056	0,00584
						0602	Бензол	0,00044	0,00468
						0616	Ксилол	0,00003	0,00036
						0621	Толуол	0,00032	0,00340
						0627	Этилбензол	0,00001	0,00012
6505	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00007	0,00024
						0304	Азота оксид	0,00001	0,00004
						0328	Сажа	0,00001	0,00001
						0330	Сера диоксид	0,00002	0,00004
						0337	Углерод оксид	0,00056	0,00196
						2704	Бензин	0,00008	0,00028
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00002	0,00008
Морская насосная									
0601	7	0.2	83,17	2,6116	533	0301	Азота диоксид	1,08373	0,05956
						0304	Азота оксид	0,17611	0,00968
						0328	Сажа	0,07056	0,00373
						0330	Сера диоксид	0,16933	0,00931
						0337	Углерод оксид	0,87489	0,04841

						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,01693	0,00093
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,40922	0,02234
0602	3	0.2	0,22	0,006912	31,2	1078	Этиленгликоль	0,02473	0,77980
						1325	Формальдегид	0,01060	0,33420
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"									
0701	5	0.05	15,5	0,030434	31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	27,66890	0,49804
6701	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,00860	0,27124
Вахтовый поселок подрядных компаний									
0801	7	0.2	12,23	0,384217	400	0301	Азота диоксид	0,62293	0,05615
						0304	Азота оксид	0,10123	0,00913
						0328	Сажа	0,04056	0,00351
						0330	Сера диоксид	0,09733	0,00877
						0337	Углерод оксид	0,50289	0,04562
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00973	0,00088
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,23522	0,02106
0802	7	0.2	12	0,376991	400	0301	Азота диоксид	0,13733	0,05268
						0304	Азота оксид	0,02232	0,00856
						0328	Сажа	0,01167	0,00459
						0330	Сера диоксид	0,01833	0,00689
						0337	Углерод оксид	0,12000	0,04594
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00250	0,00092
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06000	0,02297
0803	7	0.2	12	0,376991	400	0301	Азота диоксид	0,13733	0,05268
						0304	Азота оксид	0,02232	0,00856
						0328	Сажа	0,01167	0,00459
						0330	Сера диоксид	0,01833	0,00689
						0337	Углерод оксид	0,12000	0,04594
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00250	0,00092
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,06000	0,02297
6801	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00094	0,00340
						0304	Азота оксид	0,00015	0,00056
						0328	Сажа	0,00010	0,00032
						0330	Сера диоксид	0,00021	0,00076

						0337	Углерод оксид	0,00625	0,02224
						2704	Бензин	0,00083	0,00280
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00031	0,00108
6802	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00533	0,01736
						0304	Азота оксид	0,00087	0,00280
						0328	Сажа	0,00067	0,00232
						0330	Сера диоксид	0,00112	0,00396
						0337	Углерод оксид	0,01233	0,04416
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00200	0,00720
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80									
0901	7	0.36	5,79	0,590935	400	0301	Азота диоксид	0,46933	0,76624
						0304	Азота оксид	0,07627	0,12451
						0328	Сажа	0,03056	0,04789
						0330	Сера диоксид	0,07333	0,11973
						0337	Углерод оксид	0,37889	0,62257
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00733	0,01197
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,17722	0,28734
0902	3	0.169	2,32	0,0519	400	0301	Азота диоксид	0,26667	0,26314
						0304	Азота оксид	0,04333	0,04277
						0328	Сажа	0,01736	0,01645
						0330	Сера диоксид	0,04167	0,04112
						0337	Углерод оксид	0,21528	0,21381
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00417	0,00411
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,10069	0,09868
0903	7	0.199	4,34	0,1348	400	0301	Азота диоксид	0,21333	0,26956
						0304	Азота оксид	0,03467	0,04380
						0328	Сажа	0,01389	0,01684
						0330	Сера диоксид	0,03333	0,04213
						0337	Углерод оксид	0,17222	0,21902
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00333	0,00421
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,08056	0,10109
6902	2				31,2	2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01330	0,04113
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат ПАП-60/80									
1001	7	0.2	5,79	0,181898	400	0301	Азота диоксид	0,46933	0,80050

						0304	Азота оксид	0,07627	0,13009
						0328	Сажа	0,03056	0,05003
						0330	Сера диоксид	0,07333	0,12507
						0337	Углерод оксид	0,37889	0,65041
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00733	0,01250
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,17722	0,30019
1002	3	0.15	5,79	0,102318	400	0301	Азота диоксид	0,26667	0,42239
						0304	Азота оксид	0,04333	0,06864
						0328	Сажа	0,01736	0,02640
						0330	Сера диоксид	0,04167	0,06600
						0337	Углерод оксид	0,21528	0,34319
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00417	0,00659
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,10069	0,15840
1003	7	0.2	4,34	0,136345	400	0301	Азота диоксид	0,21333	0,24774
						0304	Азота оксид	0,03467	0,04025
						0328	Сажа	0,01389	0,01549
						0330	Сера диоксид	0,03333	0,03871
						0337	Углерод оксид	0,17222	0,20129
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,00333	0,00388
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,08056	0,09290
7002	2				31,2	2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01330	0,04384
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)									
1101	6,2	1.048	32,07	27,66377	400	0301	Азота диоксид	18,33333	64,53328
						0304	Азота оксид	3,81333	20,37895
						0328	Сажа	0,95227	0,59377
						0330	Сера диоксид	3,97222	26,40128
						0337	Углерод оксид	17,47778	76,83271
						0410	Метан	3,66667	43,08423
						0703	Бенз/а/пирен	0,00004	0,00015
						1325	Формальдегид	0,23937	0,15099
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,50000	1,65223
1102	6,2	1.048	32,07	27,66377	400	0301	Азота диоксид	18,33333	45,72971
						0304	Азота оксид	3,81333	14,55903
						0328	Сажа	0,95227	0,34781
						0330	Сера диоксид	3,97222	18,86181

						0337	Углерод оксид	17,47778	53,95353
						0410	Метан	3,66667	30,93332
						0703	Бенз/а/пирен	0,00004	0,00009
						1325	Формальдегид	0,23937	0,08872
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,50000	0,90544
1103	6,2	1.048	32,07	27,66377	400	0301	Азота диоксид	18,33333	74,67050
						0304	Азота оксид	3,81333	23,88531
						0328	Сажа	0,95227	0,58497
						0330	Сера диоксид	3,97222	31,12331
						0337	Углерод оксид	17,47778	90,12894
						0410	Метан	3,66667	51,25593
						0703	Бенз/а/пирен	0,00004	0,00018
						1325	Формальдегид	0,23937	0,15107
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,50000	1,10925
1104	6,2	1.048	32,07	27,66377	400	0301	Азота диоксид	18,33333	101,13937
						0304	Азота оксид	3,81333	31,83698
						0328	Сажа	0,95227	1,02355
						0330	Сера диоксид	3,97222	41,30712
						0337	Углерод оксид	17,47778	121,70700
						0410	Метан	3,66667	67,30201
						0703	Бенз/а/пирен	0,00004	0,00026
						1325	Формальдегид	0,23937	0,26061
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	5,50000	2,77773
1105	3	0.2	0,05	0,001571	31,2	0333	Сероводород	0,00002	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00652	0,00093
1106	3	0.2	0,05	0,001571	31,2	0333	Сероводород	0,00002	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00652	0,00093
1107	3	0.25	0,01	0,000491	31,2	2735	Масло минеральное нефтяное	0,00022	0,00008
1108	3	0.25	0,01	0,000491	31,2	2735	Масло минеральное нефтяное	0,00022	0,00008
1109	7	0.2	29,87	0,938394	400	0301	Азота диоксид	1,34400	0,08270
						0304	Азота оксид	0,21840	0,01344
						0328	Сажа	0,08750	0,00517
						0330	Сера диоксид	0,21000	0,01293
						0337	Углерод оксид	1,08500	0,06719
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,02100	0,00128
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,50750	0,03102
1110	2	0.1	0,5	0,003927	31,2	1078	Этиленгликоль	0,00510	0,16067

7102	2				31,2	1078	Этиленгликоль	0,00510	0,16067
7105	2				31,2	0333	Сероводород	0,00005	0,00048
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,01638	0,16761
7106	2				31,2	0333	Сероводород	0,00002	0,00072
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00795	0,25068
7107	2				31,2	0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,02631	0,82980
7108	2				31,2	0301	Азота диоксид	0,00025	0,00080
						0304	Азота оксид	0,00004	0,00012
						0328	Сажа	0,00002	0,00004
						0330	Сера диоксид	0,00006	0,00020
						0337	Углерод оксид	0,00261	0,00908
						2704	Бензин	0,00042	0,00140
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00007	0,00020
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)									
1201	2	0.1	0,01	7,85E-05	31,2	0333	Сероводород	0,00000	0,00000
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,00034	0,00080
1202	3,2	0.6	5,96	1,68515	400	0301	Азота диоксид	0,85333	0,30880
						0304	Азота оксид	0,13867	0,05018
						0328	Сажа	0,05556	0,01930
						0330	Сера диоксид	0,13333	0,04824
						0337	Углерод оксид	0,68889	0,25090
						0703	Бенз/а/пирен	0,00000	0,00000
						1325	Формальдегид	0,01333	0,00482
						2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,32222	0,11590
8001	2				31,2	1078	Этиленгликоль	0,01619	0,51080
8002	2				31,2	1078	Этиленгликоль	0,00945	0,29800
8003	2				31,2	1078	Этиленгликоль	0,00945	0,29800
8004	2				31,2	1078	Этиленгликоль	0,01208	0,38080
8005	2				31,2	0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,00512	0,16120
						1078	Этиленгликоль	0,01208	0,38080
Примечание: В графе 7 в скобках указан код ЗВ из таблицы 1 Приложения 1 к Приказу Министерства национальной экономики РК от 28.02.2015									

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

3. Показатели работы пылегазоочистного оборудования (ПГО)

РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код ЗВ, по которому происходит очистка	Коэффициент обеспеченности К(1),%
		Проект-ный	Факти-ческий		
1	2	3	4	5	6
Центральный пункт сбора нефти					
0129	ЗИЛ 1600; Контроль эффективности	99	99	2930	100
		99	99	2902	100

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

4. Суммарные выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу, их очистка и утилизация , т/год

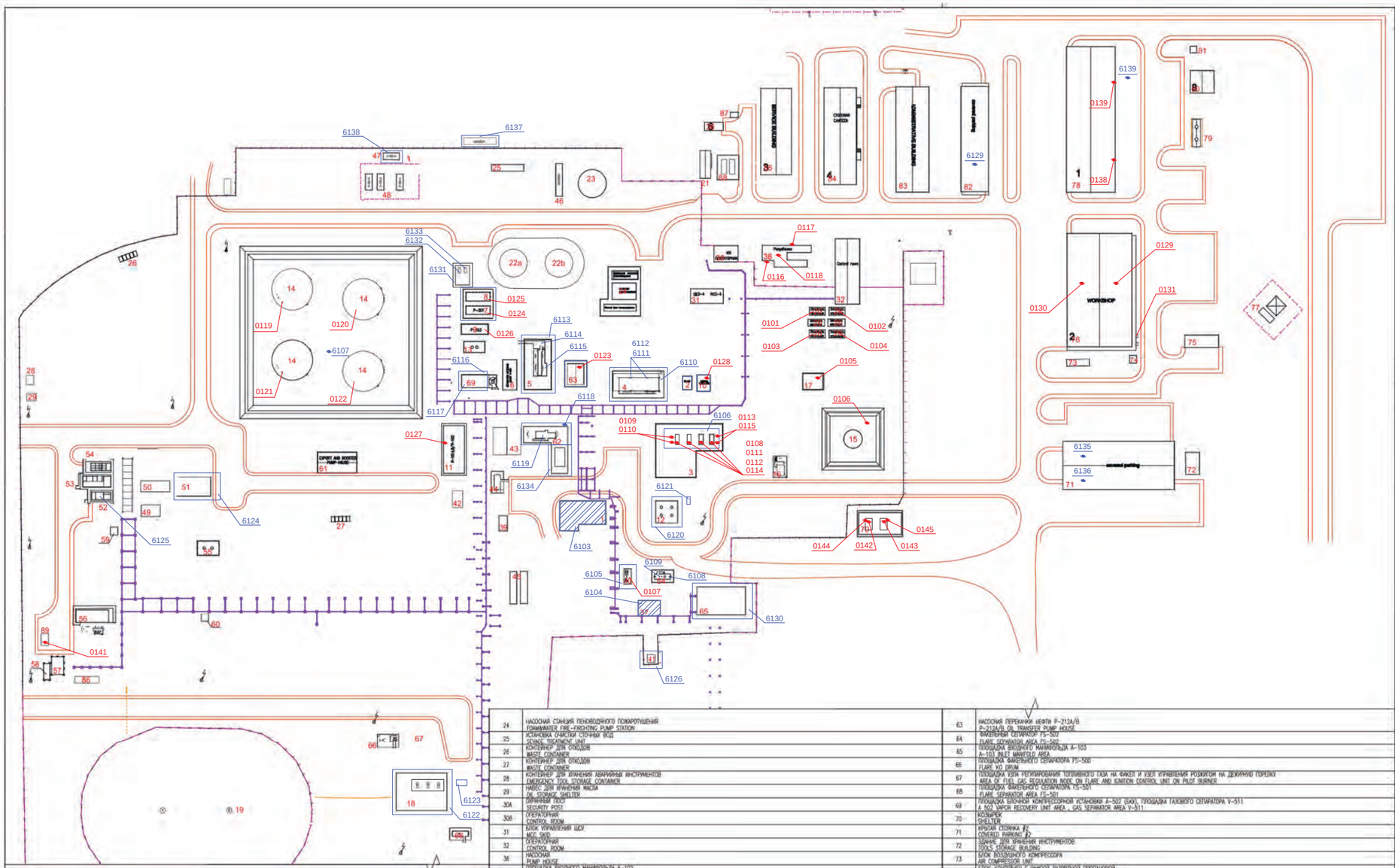
РК, Мангистауская область, Тупкараганский район, ФК "Тоталь Е энд П Дунга "

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ отходящих от	В том числе		Из поступивших на очистку			Всего выброшено в атмосферу
			выбрасы-вается без очистки	поступает на очистку	выброшено в атмосферу	уловлено и обезврежено		
						фактически	из них утилизировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВСЕГО:		1394,35732842	1386,61732842	7,74	0,0774	7,6626	0	1386,69472842
в том числе:								
Твердые:		15,7299133363	7,98991333633	7,74	0,0774	7,6626	0	8,06731333633
из них:								
0118	Титан диоксид	0,00036	0,00036	0	0	0	0	0,00036
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04804	0,04804	0	0	0	0	0,04804
0143	Марганец и его соединения	0,003633	0,003633	0	0	0	0	0,003633
0203	Хром шестивалентный	0,0000008	0,0000008	0	0	0	0	0,0000008
0328	Сажа	7,8887456875	7,8887456875	0	0	0	0	7,8887456875
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,003261	0,003261	0	0	0	0	0,003261
0703	Бенз/а/пирен	0,00069184883	0,00069184883	0	0	0	0	0,00069184883
2902	Взвешенные частицы	7,1946	0,0266	7,168	0,07168	7,09632	0	0,09828
2908	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	0,003261	0,003261	0	0	0	0	0,003261
2930	Пыль абразивная	0,58732	0,01532	0,572	0,00572	0,56628	0	0,02104
Газообразные и жидки		1378,62741508	1378,62741508	0	0	0	0	1378,62741508
из них:								
0150	Натр едкий	0,00024	0,00024	0	0	0	0	0,00024
0301	Азота диоксид	296,6922203	296,6922203	0	0	0	0	296,6922203
0302	Азотная кислота	0,00396	0,00396	0	0	0	0	0,00396
0303	Аммиак	0,00036	0,00036	0	0	0	0	0,00036
0304	Азота оксид	92,3830359738	92,3830359738	0	0	0	0	92,3830359738
0316	Соляная кислота	0,00108	0,00108	0	0	0	0	0,00108
0322	Серная кислота	0,0002404	0,0002404	0	0	0	0	0,0002404

0330	Сера диоксид	119,363133275	119,363133275	0	0	0	0	119,363133275
0333	Сероводород	0,00348575	0,00348575	0	0	0	0	0,00348575
0337	Углерод оксид	397,31479565	397,31479565	0	0	0	0	397,31479565
0342	Фтористый водород	0,003061	0,003061	0	0	0	0	0,003061
0410	Метан	194,37743412	194,37743412	0	0	0	0	194,37743412
0415	Углеводороды предельные С1-С5	202,38243268	202,38243268	0	0	0	0	202,38243268
0416	Углеводороды предельные С6-С10	48,56755496	48,56755496	0	0	0	0	48,56755496
0501	Пентилены	0,02576	0,02576	0	0	0	0	0,02576
0602	Бензол	0,46868	0,46868	0	0	0	0	0,46868
0616	Ксилол	0,43832	0,43832	0	0	0	0	0,43832
0621	Толуол	0,30098	0,30098	0	0	0	0	0,30098
0627	Этилбензол	0,00056	0,00056	0	0	0	0	0,00056
0906	Четыреххлористый углерод	0,00384	0,00384	0	0	0	0	0,00384
1042	Бутиловый спирт	0,00046	0,00046	0	0	0	0	0,00046
1052	Метанол	4,53332	4,53332	0	0	0	0	4,53332
1061	Этиловый спирт	0,0132	0,0132	0	0	0	0	0,0132
1078	Этиленгликоль	3,44634	3,44634	0	0	0	0	3,44634
1210	Бутилацетат	0,0051	0,0051	0	0	0	0	0,0051
1240	Этилацетат	0,00184	0,00184	0	0	0	0	0,00184
1325	Формальдегид	7,749780135	7,749780135	0	0	0	0	7,749780135
1401	Ацетон	0,0069	0,0069	0	0	0	0	0,0069
1555	Уксусная кислота	0,00156	0,00156	0	0	0	0	0,00156
1715	Метилмеркаптан	0,00052916	0,00052916	0	0	0	0	0,00052916
2704	Бензин	0,0083432	0,0083432	0	0	0	0	0,0083432
2732	Керосин	0,00188	0,00188	0	0	0	0	0,00188
2735	Масло минеральное нефтяное	0,000164	0,000164	0	0	0	0	0,000164
2754	Углеводороды предельные С12-С19	10,526824475	10,526824475	0	0	0	0	10,526824475

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

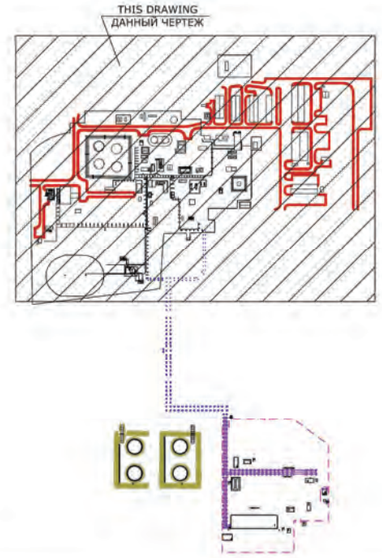
Карты-схемы расположения источников выбросов вредных веществ в атмосферный воздух на месторождении Дунга



NOTES / ПРИМЕЧАНИЯ

- ROADS
- FENCE
- CABLE / PIPE RACKS
- LIGHTNING POLE

KEY PLAN
СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
LEGEND OF BUILDINGS AND FACILITIES

N по ген.плану As per layout	Наименование здания (сооружения) Building description (structures)
1	ПЛОЩАДКА МАНИФОЛЬДА А-101 A-101 MANIFOLD AREA
2	ПЛОЩАДКА БЛОЧНОЙ УСТАНОВКИ БР-2,5 PACKAGE UNIT AREA BR-2,5
3	ПЛОЩАДКА ПЕЧЕЙ ПОДОГРЕВА НЕФТИ Н-401 А,В,С,D OIL PREHEATER AREA H-401 A,B,C,D
4	ПЛОЩАДКА СЕПАРАТОРОВ I И II СТУПЕНИ НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕПАРАТОР V-211 I AND II STAGES SEPARATOR AREA, OIL AND GAS SEPARATOR V-211
5	ПЛОЩАДКА СЕПАРАТОРОВ I-И И II-И СТУПЕНИ V-201/V-301 I AND II STAGES SEPARATOR AREA V-201/V-301
6	ПЛОЩАДКА СЕПАРАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО БЛОКА V-501 SEPARATION METERING BLOCK AREA V-501
7	ПЛОЩАДКА НАСОСНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ P-201A,B OIL PUMP HOUSE AREA P-201A,B
8	ПЛОЩАДКА НАСОСНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ P-202A,B OIL PUMP HOUSE AREA P-202A,B
9	ПЛОЩАДКА НАСОСНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ НЕФТИ P-203A,B OIL PUMP CIRCULATION AREA P-203A,B
10	БХР CHEMICAL DOSING SKID
11	ПЛОЩАДКА МАНИСТРАЛЬНОЙ НАСОСНОЙ ОТКАЧКИ НЕФТИ P-101A,B/P-102 AREA OF MAIN PUMP HOUSE OF OIL TRANSFER P-101A,B/P-102
12	ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ V=12,5M³ T-401 DRAINAGE TANK AREA V=12,5M³ T-401
13	ПЛОЩАДКА 2-Х ДРЕНАЖНЫХ ЕМКОСТЕЙ V=12,5M³ T-301A,B AREA OF 2 DRAIN TANKS V=12,5M³ T-301A,B
14	РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ T-101/102/103/104 OIL STORAGE TANKS T-101/102/103/104
15	РЕЗЕРВУАР ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА DIESEL FUEL TANK
16	ПЛОЩАДКА БУФЕРНОЙ ЕМКОСТИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА DIESEL FUEL BUFFER VESSEL
17	ПЛОЩАДКА РАЗГРУЗКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА DIESEL FUEL UNLOADING AREA
18	ПЛОЩАДКА ФАКЕЛЬНЫХ СЕПАРАТОРОВ ГР-1,2,3/ЕК-1,2,3 FLARE SEPARATORS AREA ГР-1,2,3/ЕК-1,2,3
19	СОВМЕЩЕННЫЙ ФАКЕЛ ВЫСОКОГО И НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ ДУ=200, H=20M F-101,201,301 INTEGRATED HP AND LP FLARE ДУ=200, H=20M F-101,201,301
20	ПЛОЩАДКИ ДИЗЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ G-1,G-2, ПЛОЩАДКА ГРУ-0,4 КВ DIESEL AGGREGATES AREA G-1,G-2 , AREA ГРУ-0,4 KV
21	ПЛОЩАДКА РЕЗЕРВУАРА ВОДЫ ДЛЯ ХОЗЯЙСТВЕННЫХ НУЖД V=50M WATER TANK AREA FOR DOMESTIC NEEDS V=50M
22a/b	РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ВОДЫ НА ПОЖАРОТУШЕНИЕ FIRE WATER TANK
23	РЕЗЕРВУАР ДЛЯ ВОДЫ НА ПОЖАРОТУШЕНИЕ FIRE WATER TANK
24	НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ ПЕНОВОДЯНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ FOAM/WATER FIRE-FIGHTING PUMP STATION
25	УСТАНОВКА ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД SEWAGE TREATMENT UNIT
26	КОНТЕЙНЕР ДЛЯ ОТХОДОВ WASTE CONTAINER
27	КОНТЕЙНЕР ДЛЯ ОТХОДОВ WASTE CONTAINER
28	КОНТЕЙНЕР ДЛЯ ХРАНЕНИЯ АВАРИЙНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ EMERGENCY TOOL STORAGE CONTAINER
29	НАВЕС ДЛЯ ХРАНЕНИЯ МАСЛА OIL STORAGE SHELTER
30A	ОХРАННЫЙ ПОСТ SECURITY POST
30B	ОПЕРАТОРНАЯ CONTROL ROOM
31	БЛОК УПРАВЛЕНИЯ ШСУ MCC SKID
32	ОПЕРАТОРНАЯ CONTROL ROOM
36	НАСОСНАЯ PUMP HOUSE
37	ПЛОЩАДКА ВХОДНОГО МАНИФОЛЬДА А-102 INLET MANIFOLD A-102 AREA
38	ХИМИЧЕСКАЯ ЛАБОРАТОРИЯ CHEMICAL LABORATORY
39	ПЛОЩАДКА ЗАПУСКА СКРЕБКА PIG INJECTION AREA
40	ПЛОЩАДКА ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКИ СП-102 METERING UNIT AREA SP-102
41	ПЛОЩАДКА БХР CHEMICALS DOSING SKID AREA
42	ПЛОЩАДКА БЛОКА ПРИЕМА И ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТОВ CHEMICALS DOSING AND ACCEPTING SKID AREA
43	ПЛОЩАДКА НАСОСНОГО БЛОКА PUMP BLOCK AREA
44	ПЛОЩАДКА СЕПАРАТОРА V-602 SEPARATOR AREA V-602
45	ПЛОЩАДКА СИСТЕМЫ ОБОГРЕВА ЭКСПОРТНОГО ТРУБОПРОВОДА AREA OF EXPORT PIPELINE HEATING SYSTEM
46	ТУАЛЕТ TOILET
47	ПЛОЩАДКА БЛОКА ФИЛЬТРОВ МОРСКОЙ ВОДЫ AREA OF FILTERS BLOCK OF SEA WATER
48	ПЛОЩАДКА БЛОЧНОЙ НАСОСНОЙ ГПЦ (ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ) P-902 A/B/C BLOCK PUMPS AREA RPM (RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE) P-902 A/B/C
49	ПЛОЩАДКА БЛОКА ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ПЕРВОЙ СТУПЕНИ КОМПРИМИРОВАНИЯ AREA OF BOOSTER COMPRESSION STATION OF THE FIRST STAGE OF COMPRESSION
50	ПЛОЩАДКА БЛОКА ДОЖИМНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ВТОРОЙ СТУПЕНИ КОМПРИМИРОВАНИЯ AREA OF BOOSTER COMPRESSION STATION OF THE SECOND STAGE OF COMPRESSION
51	ПЛОЩАДКА АППАРАТА ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ AIR COOLER AREA
52	ПЛОЩАДКА БЛОЧНО-КОМПЛЕКТОЙ УСТАНОВКИ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ EG SKID
53	ПЛОЩАДКА БЛОЧНО-КОМПЛЕКТОЙ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ JT SKID
54	ПЛОЩАДКА ПОДОГРЕВАТЕЛЯ И ЗАКАЧКИ ШЛЕЙФ В ПЛАСТ HEATER/INJECTION PUMP SKID
55	ПЛОЩАДКА ДВУХ ДРЕНАЖНЫХ ЕМКОСТЕЙ V=8M AREA OF 2 DRAIN TANKS V=8M
56	ПЛОЩАДКА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ВОЗДУХА КИПИА INSTRUMENT AIR SYSTEM
57	МОДУЛЬНОЕ ЗДАНИЕ КТП-6/0,4 КВ TRANSFORMER SUBSTATION-6/0,4kV
58	БЛК-БОКС АСУ ACS SKID
59	ПЛОЩАДКА УЗЛА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОДУВОЧНОГО ГАЗА НА ФАКЕЛ ВД F-500 AREA OF REGULATION UNIT OF PURGE GAS ON FLARE F-500
60	ПЛОЩАДКА УЗЛА РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОДУВОЧНОГО ГАЗА НА СУЩЕСТВУЮЩИЙ ФАКЕЛ НД F-301 AREA OF REGULATION UNIT OF PURGE GAS ON EXISTING FLARE LP F-301
61	НАСОСНАЯ ЭКСПОРТА НЕФТИ EXPORT AND BOOSTER PUMP HOUSE
62	V-603 СТОТОЙНИК ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ V-603 PRODUCED WATER SETTLER
63	НАСОСНАЯ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ P-212A/B P-212A/B OIL TRANSFER PUMP HOUSE
64	ФАКЕЛЬНЫЙ СЕПАРАТОР FS-502 FLARE SEPARATOR AREA FS-502
65	ПЛОЩАДКА ВХОДНОГО МАНИФОЛЬДА А-103 A-103 INLET MANIFOLD AREA
66	ПЛОЩАДКА ФАКЕЛЬНОГО СЕПАРАТОРА FS-500 FLARE KO DRUM
67	ПЛОЩАДКА УЗЛА РЕГУЛИРОВАНИЯ ТОПЛИВНОГО ГАЗА НА ФАКЕЛ И УЗЕЛ УПРАВЛЕНИЯ РОЗЖИГОМ НА ДЕЖУРНУЮ ГОРЕЛКУ AREA OF FUEL GAS REGULATION NODE ON FLARE AND IGNITION CONTROL UNIT ON PILOT BURNER
68	ПЛОЩАДКА ФАКЕЛЬНОГО СЕПАРАТОРА FS-501 FLARE SEPARATOR AREA FS-501
69	ПЛОЩАДКА БЛОЧНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ УСТАНОВКИ А-502 (БКУ), ПЛОЩАДКА ГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА V-511 A-502 VAPOR RECOVERY UNIT AREA , GAS SEPARATOR AREA V-511
70	КОЗЫРЕК SHELTER
71	КРЫТАЯ СТОЯНКА #2 COVERED PARKING #2
72	ЗДАНИЕ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ИНСТРУМЕНТОВ TOOLS STORAGE BUILDING
73	БЛОК ВОЗДУШНОГО КОМПРЕССОРА AIR COMPRESSOR UNIT
74	БЛОК-КОНТЕЙНЕР С РАМНОЙ РАЗРЯДНОЙ ПРОПАНОВОЙ BLOCK-CONTAINER WITH DISCHARGE PROPANE RAMP
75	СКЛАД ГАЗОВЫХ БАЛЛОНОВ GAS BALLOONS STOREROOM
76	МАСТЕРСКАЯ WORKSHOP
77	БАЗОВАЯ СТАНЦИЯ МОБИЛЬНОЙ СВЯЗИ MOBILE BASE STATION
78	ПОЖАРНОЕ ДЕПО FIRE STATION
79	ЕМКОСТЬ ДЛЯ СЛИВА СТОКОВ TANK FOR DISCHARGE OF SEWAGE
80	БЛОЧНЫЕ ЛОКАЛЬНЫЕ ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ MODULAR LOCAL TREATMENT FACILITIES
81	КАНАЛИЗАЦИОННАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ SEWAGE PUMPING STATION
82	КРЫТАЯ СТОЯНКА #1 COVERED PARKING #1
83	АДМИНИСТРАТИВНОЕ ЗДАНИЕ ADMINISTRATIVE BUILDING
84	СТОЛОВАЯ CANTEEN
85	БЫТОВОЙ КОРПУС SERVICE BUILDING
86	ОПЕРАТОРНАЯ CONTROL ROOM
87	СТАНЦИЯ СВЯЗИ SERVICE BUILDING
88	2 ЕМКОСТИ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ POTABLE WATER TANKS (2 PCS)
89	ДИЗЕЛЬНАЯ ГЕНЕРАТОРНАЯ DIESEL GENERATOR
90	НАСОСЫ 201-AX/BX 201-AX/BX PUMPS

Drawing no.				Reference dwgs.	
X1	09.02.16	MA	DN	DN	AS-BUILT
Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description

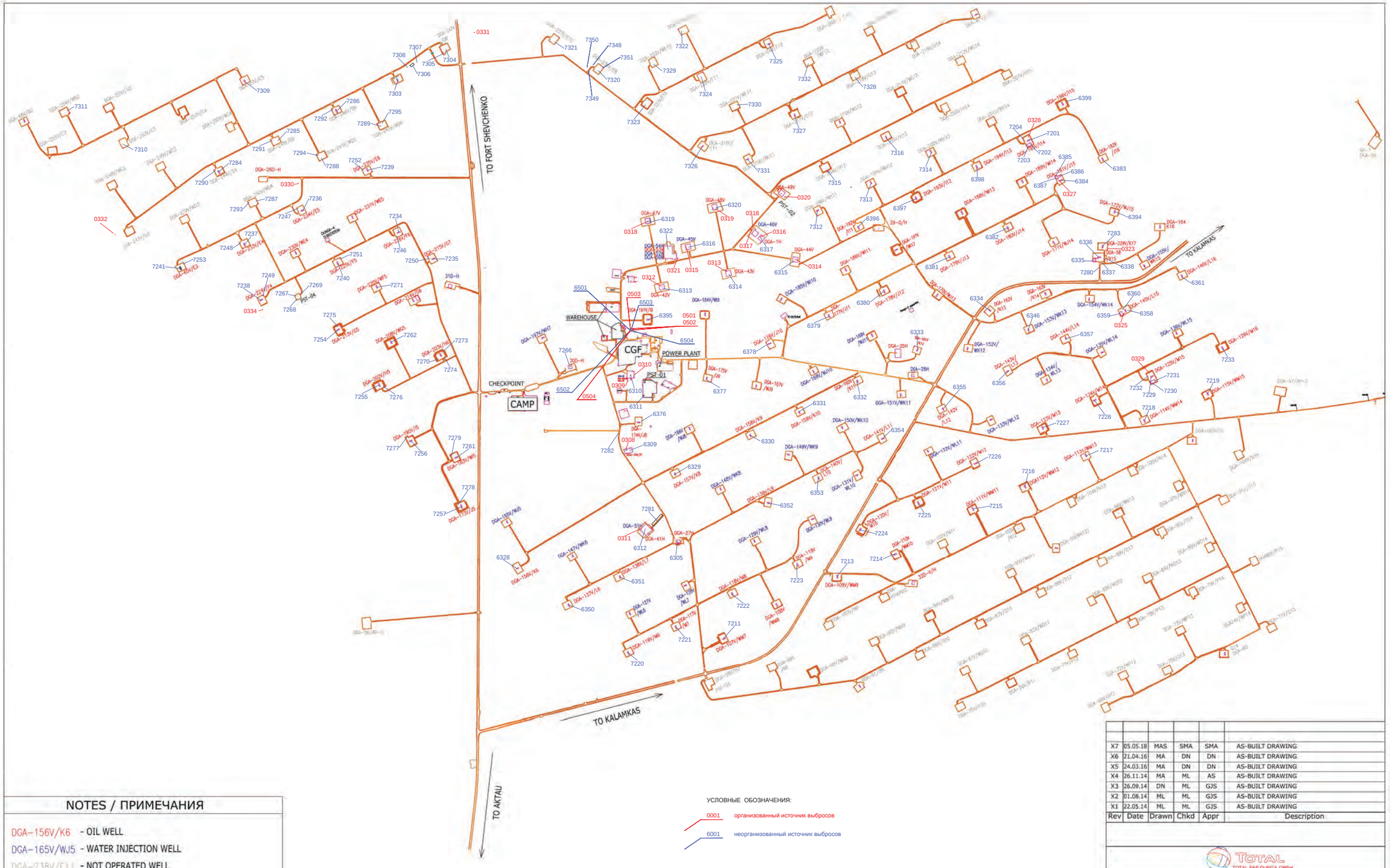
TOTAL E&P DUNGA GMBH

DUNGA FIELD
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДУНГА

Title
CGF
BUILDINGS GENERAL ARRANGEMENT
CGF. PLAN

ЦПС
СХЕМА ОБЩЕГО РАСПОЛОЖЕНИЯ ЗДАНИЙ
ЦПС. ПЛАН.

Scale	Size	Drawing no.	Rev.	Sheet
NTS	A1	KZ-DUCGF-GEN-LAY-000-00451	X1	1of2



NOTES / ПРИМЕЧАНИЯ

DGA-156V/K6 - OIL WELL

DGA-165V/WJ5 - WATER INJECTION WELL

DGA-238V/F11 - NOT OPERATED WELL

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

0001 организованный источник выбросов

6001 неорганизованный источник выбросов

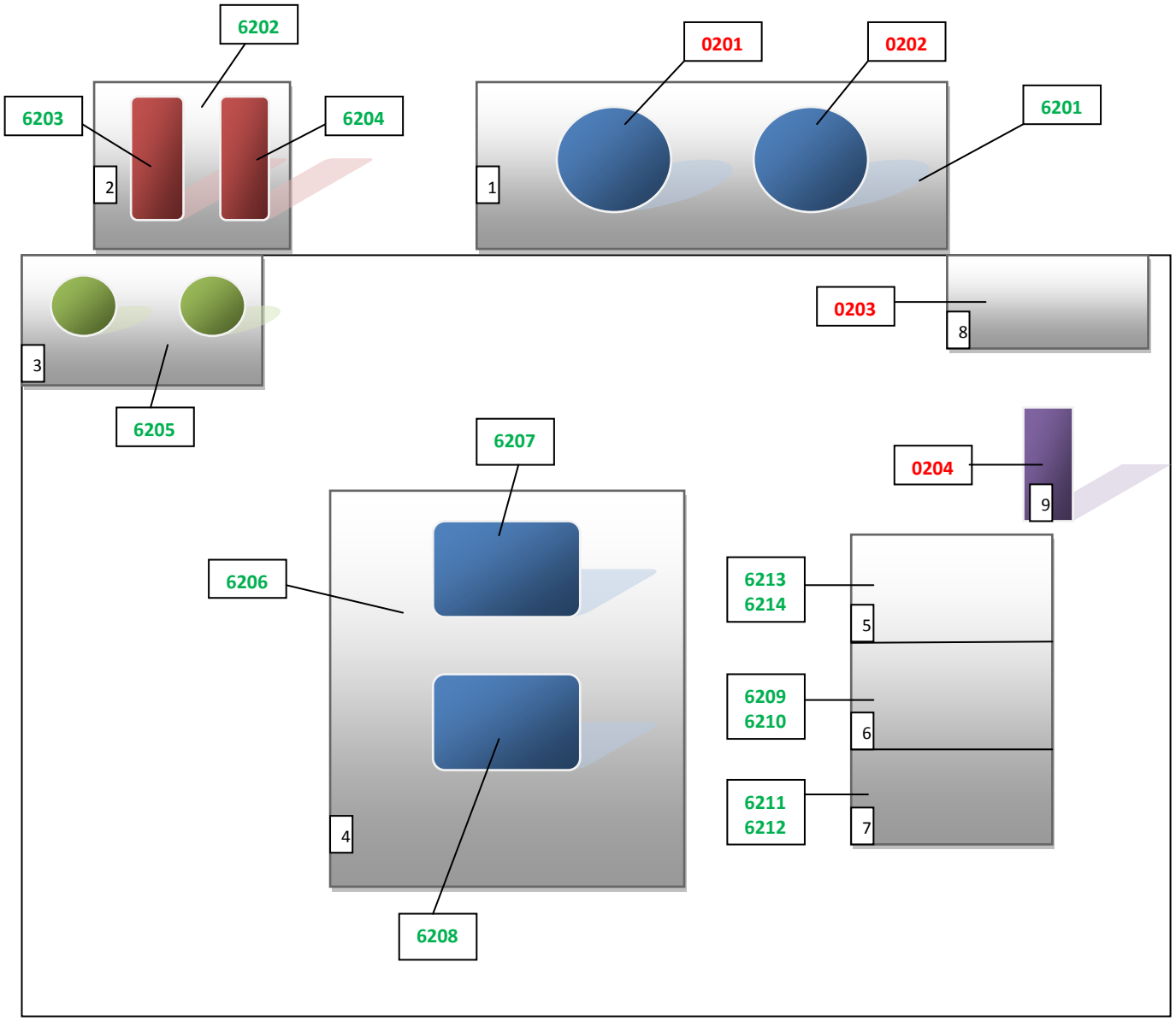
Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description
X7	05.05.18	MAS	SMA	SMA	AS-BUILT DRAWING
X6	21.04.16	MA	DN	DN	AS-BUILT DRAWING
X5	24.03.16	MA	DN	DN	AS-BUILT DRAWING
X4	26.11.14	MA	ML	AS	AS-BUILT DRAWING
X3	26.09.14	DN	ML	GJS	AS-BUILT DRAWING
X2	01.08.14	ML	ML	GJS	AS-BUILT DRAWING
X1	22.05.14	ML	ML	GJS	AS-BUILT DRAWING

TOTAL E&P DUNGA GMBH

Title

GATHERING SYSTEM
TOPOGRAPHICAL SURVEY
ROAD LAYOUT
СИСТЕМА СБОРА
ТОПОГРАФИЧЕСКАЯ СЪЕМКА
РАСПОЛОЖЕНИЕ ДОРОГ

Scale	Size	Drawing no.	Rev.
1:20000	A1	KZ-DUGEN-SUR-DWG-068-00101	X7



1 – Площадка факелов высокого и низкого давления

2 – Площадка сепараторов FS-500/501

3 – Площадка дренажных емкостей D-500/501

4 – Площадка дожимной компрессорной станции С-101/103

5 – Площадка регенерации гликоля

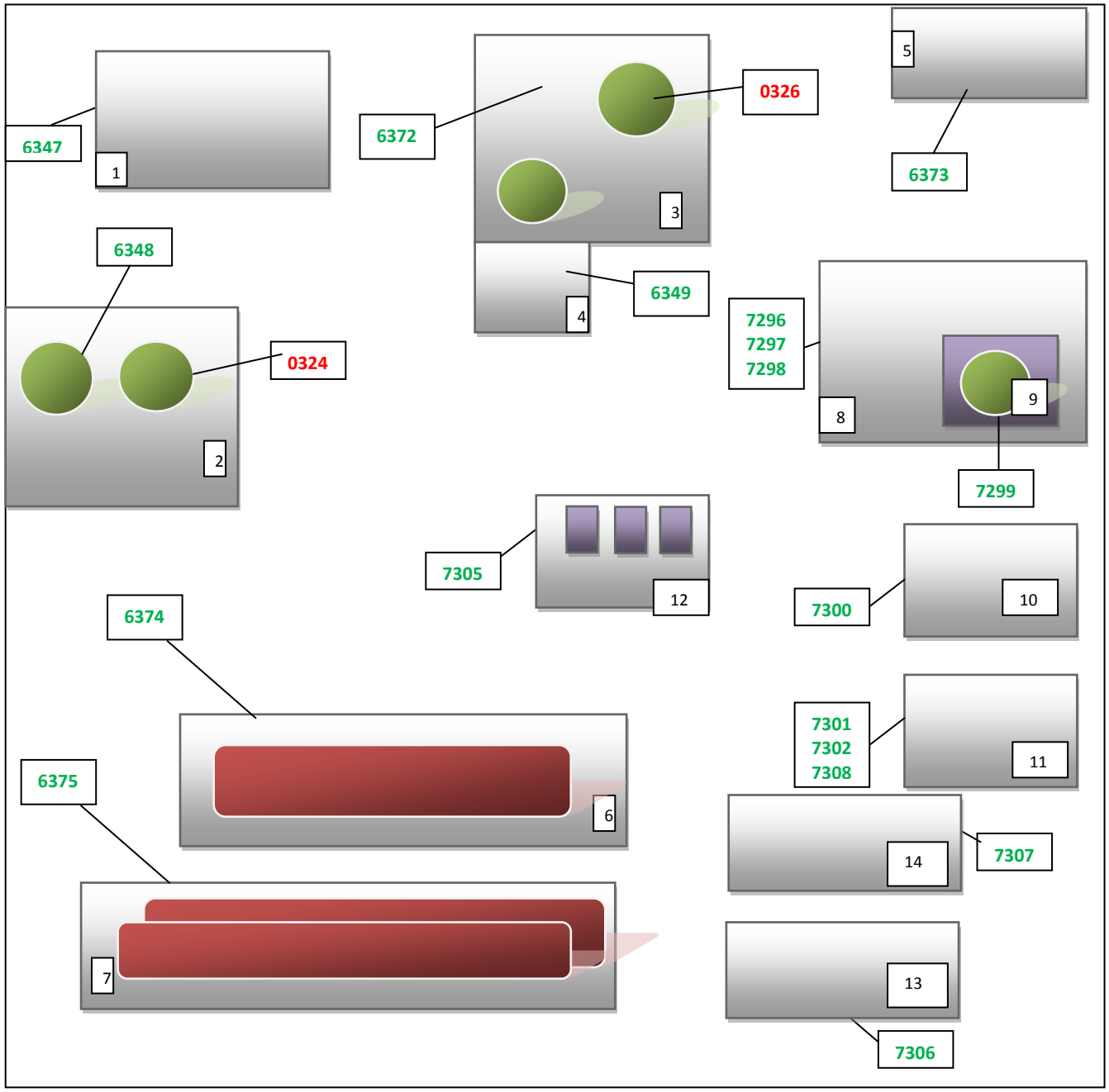
6 – Площадка установки низкотемпературной сепарации

7 – Площадка подогрева и закачки ШФЛУ в пласт

8 – Блок КУУГ

9 – Дизельный генератор (резервный)

Площадка 002 - Карта –схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на УКПГ



1 – Площадка приема скребков PST-01

2 – Площадка дренажных емкостей высокого давления T-98005 и T-98006

3 – Площадка дренажных емкостей низкого давления T-99001 и T-99002

4 – Площадка шламоуловителя приема скребка

5 – Площадка Блока дозирования химреагента (БДР)

6 – Площадка Сепаратора высокого давления V-98003

7 – Площадка Депарафинизаторов V-98001A/B

8 – Площадка камеры приема скребка на PST-04

9 – Площадка дренажной емкости и свечи на PST-04

10 - Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции

11 – Площадка ФС с металлическим участкам коллектора

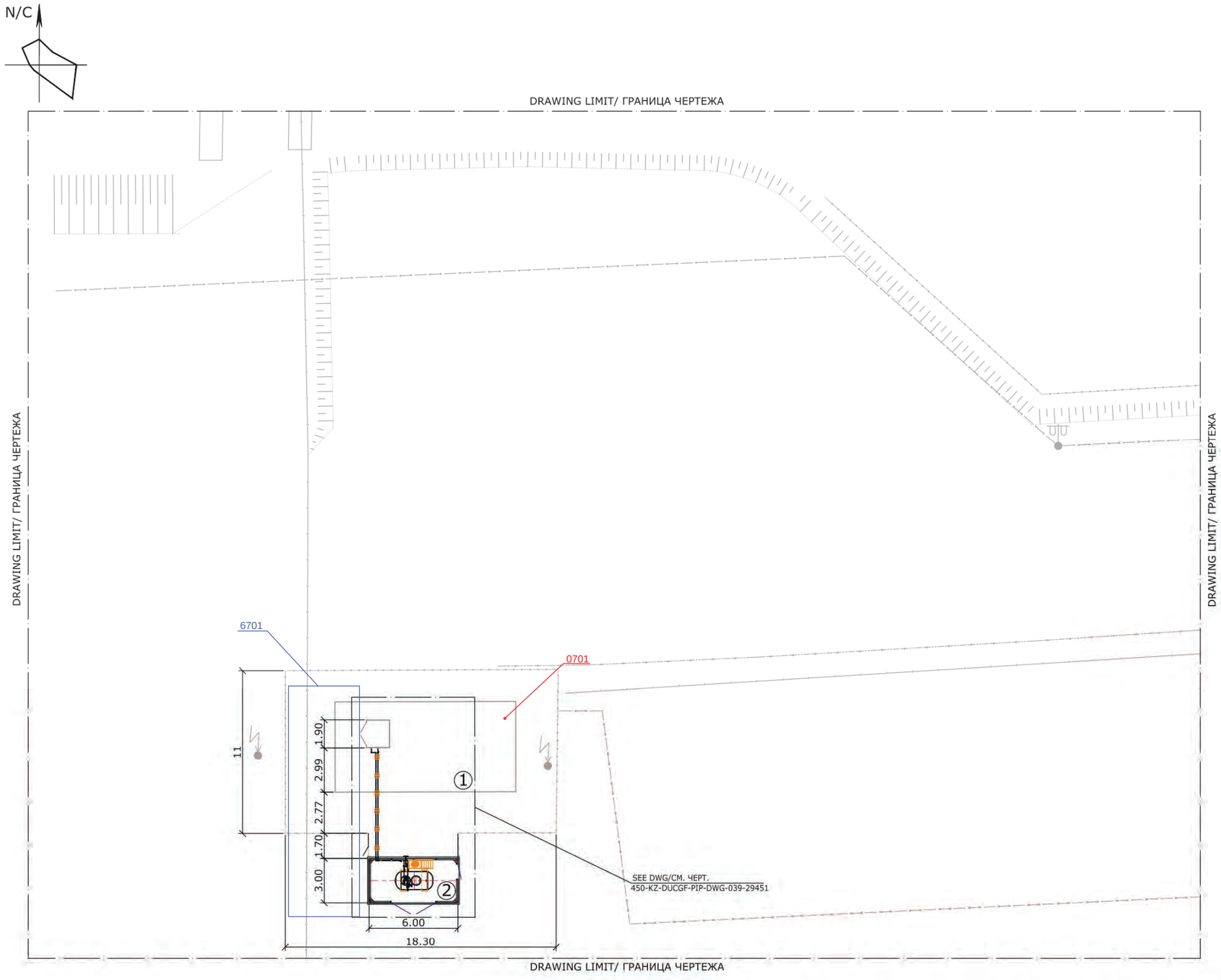
12 – Площадка очистных устройств

13 – Площадка колодцев трубопроводной обвязки D7 и D8

14 – Площадка БДР

15 – Площадка ФС с металлическим участком коллектора

Площадка 003 - Карта – схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на PST-01 (Узел приема скребков) и PST-01



NOTES / ПРИМЕЧАНИЯ

1. ALL DIMENSIONS ARE IN M U.N.O.
2. ALL DIMENSIONS TO BE VERIFIED PRIOR TO ERECTION WORK.
1. ВСЕ РАЗМЕРЫ УКАЗАНЫ В М, ЕСЛИ НЕ УКАЗАНО ИНАЧЕ.
2. ВСЕ РАЗМЕРЫ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ПРОВЕРЕНЫ ПО МЕСТУ ПЕРЕД МОНТАЖОМ.

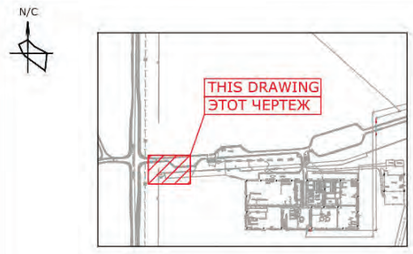
LEGEND / ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

ITEM ПОЗ.	DESCRIPTION НАИМЕНОВАНИЕ
1	EXISTING ODOURISER INJECTION SKID СУЩЕСТВУЮЩАЯ УСТАНОВКА ОДОРИЗАЦИИ
2	ODOURANT STORAGE TANK T-039-0001 ЕМКОСТЬ ХРАНЕНИЯ ОДОРАНТА T-039-0001

LEGEND/УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

ОБОЗНАЧЕНИЕ DESIGNATION	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION
	EXISTING PIPELINE СУЩЕСТВУЮЩИЙ ТРУБОПРОВОД
	DESIGNED EQUIPMENT ПРОЕКТИРУЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

KEY PLAN/ СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН



450-KZ-DUCGF-PRO-PID-039-29451	GAS METERING STATION. PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM
	ODORANT STORAGE TANK T-039-0001
MOD10-450-KZ-DUCGF-PRO-PID-039-00452	GAS METERING STATION. PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM
	ODOURISER INJECTION SKID
450-KZ-DUCGF-PIP-DWG-039-29451	GAS METERING STATION.
	VESSEL WITH ODORANT FIELD T-039-0001
450-KZ-DUCGF-PIP-ISO-039-29451	GAS METERING STATION. ISOMETRICS OF PIPING.
	ODORANT FROM TANK T-039-0001
450-KZ-DUCGF-PIP-ISO-039-29452	GAS METERING STATION. ISOMETRICS OF PIPING.
	GAS TO TANK T-039-0001
450-KZ-DUCGF-PIP-ISO-039-29453	GAS METERING STATION. ISOMETRICS OF PIPING.
	GAS TO VENT

Drawing no.	Reference dwgs.

Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description
0	13.02.19	IU	RA	VK	APPROVED FOR CONSTRUCTION
A	10.10.18	IU	AK	VK	ISSUED FOR REVIEW & COMMENTS

FMP-100567796

PLAN / ПЛАН

SCALE 1:200
МАСШТАБ 1:200

0m 10m 40m 100m 150m 200m

SCALE BAR
МАСШТАБНАЯ ЛИНЕЙКА

Изм.	Кол.уч	Лист	N док.	Подпись	Дата
Разработал		Уташева			10.18
Проверил		Кукенова			10.18
Т.контр.					
Н.контр.		Нурджанова			10.18
ГИП		Курмаев			10.18

180207-VE-MOK-PIP-KEY-001

СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ ОДОРАНТА

Коммерческий узел учета газа	Стадия	Лист	Листов
	РП	4	
Ситуационный план	ТОО"Воган Инжиниринг Н&Г" "Vaughan Engineering O&G"LLP		

MAERSK OIL

ODORANT STORAGE SYSTEM
СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ ОДОРАНТА

Title
GAS METERING STATION.
KEY PLAN

КОММЕРЧЕСКИЙ УЗЕЛ УЧЕТА ГАЗА.
СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН

Scale	Size	Drawing no.	Rev.	Sheet
1:200	A2	450-KZ-DUCGF-PIP-KEY-039-29451	0	1of1

Тропинка

ПАРКОВКА

6801

6802

0802

0802

0802

СПОРТПЛОЩАДКА

WAREHOUSE MEDIC

ОБЩЕЖИТИЕ

СПОРТЗАЛ

ОБЩЕЖИТИЕ

ОБЩЕЖИТИЕ

СТОЛОВАЯ

ОФИС

ПРАЧЕЧНАЯ

ОБЩЕЖИТИЕ

ОБЩЕЖИТИЕ

СКЛАД

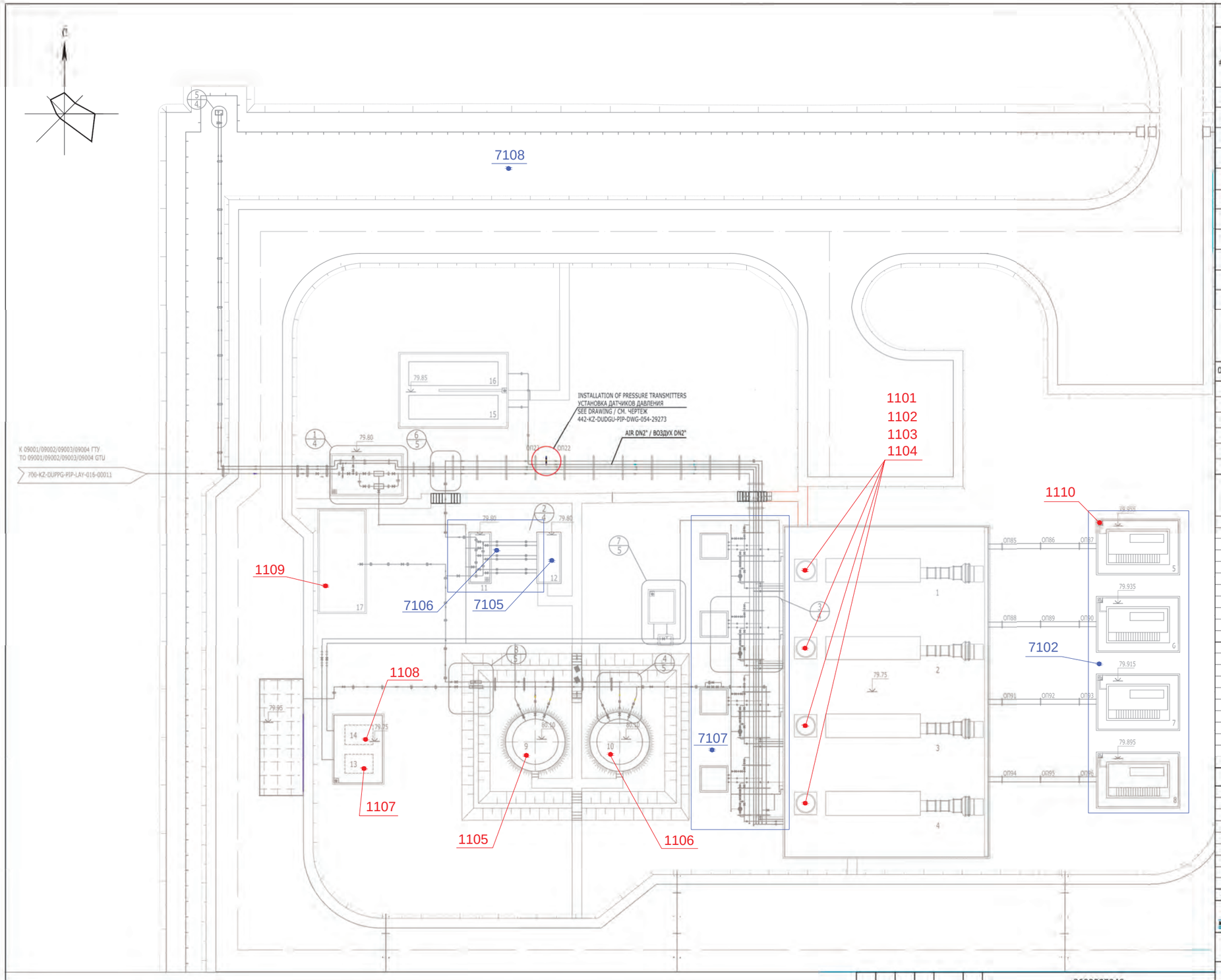
МУСОР

Контейнер

Навес

Фундамент

Склад кислородных баллонов



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
EXPLICATION OF BUILDINGS AND CONSTRUCTIONS

N НА ПЛАНЕ # ON THE PLAN	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	ПРИМЕЧАНИЕ NOTE
1-2	ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ МОЩНОСТЬЮ 5,5 МВА GT-016-0001/0002 GAS TURBINE UNITS WITH CAPACITY 5.5 MWA MBA GT-016-0001/0002	
3-4	ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ МОЩНОСТЬЮ 5,5 МВА GT-016-0003/0004 GAS TURBINE UNITS WITH CAPACITY 5.5 MWA MBA GT-016-0003/0004	
5-6	УСТАНОВКА ОХЛАЖДЕНИЯ МАСЛА E-016-0001/0002 OIL COOLING PLANT E-016-0001/0002	
7-8	УСТАНОВКА ОХЛАЖДЕНИЯ МАСЛА E-016-0003/0004 OIL COOLING PLANT E-016-0003/0004	
9-10	РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА 2 РВС V=100 M^3 T-016-0001/0002 TANK FARM OF DIESEL FUEL 2 SVR V=100 M^3 T-016-0001/0002	
11	ПЛОЩАДКА СЛИВА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА 01701 PLATFORM OF DIESEL FUEL DISCHARGE 01701	
12	НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ ДЛЯ ПОДАЧИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА К ГТУ P-016-0001A/B/C PUMPING STATION FOR SUPPLY DIESEL FUEL TO GTU P-016-0001A/B/C	
13-14	ДРЕНАЖНАЯ ЕМКОСТЬ ПОДЗЕМНАЯ V=8M^3 T-016-0003/0004 UNDERGROUND DRAINAGE TANK V=8M^3 T-016-0003/0004	
15	КОМПРЕССОРНАЯ ВОЗДУХА C-016-0001B AIR COMPRESSOR C-016-0001B	
16	КОМПРЕССОРНАЯ ВОЗДУХА C-016-0001A AIR COMPRESSOR C-016-0001A	
17	ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР 02101 DIESEL-GENERATOR 02101	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ\LEGEND

ОБОЗНАЧЕНИЕ\DESIGNATION	НАИМЕНОВАНИЕ\NAME
	СМАЗОЧНОЕ МАСЛО\LUBRICATING OIL
	ГАЗ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ\HIGH PRESSURE GAS
	ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО\DIESEL FUEL
	ДРЕНАЖ\DRAINAGE
	ВОЗДУХ\AIR
	СДУВ ИЗ ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗА\BLEEDING-OFF FROM GAS PIPELINES

Drawing no. | Reference dwgs.

Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description
0	14.08.17	AP	VO	VO	APPROVED FOR CONSTRUCTION / УТВЕРЖДЕН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
A	31.07.17	AP	VO	VO	ISSUED FOR REVIEW / ВЫПУЩЕН ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ

КАСКОР-СМУ

8600005940

MAERSK OIL

DESIGN & CONSTRUCTION WORKS AT DGU AND POWER PLANT

Title

DESIGN & CONSTRUCTION WORKS AT DGU AND POWER PLANT.
PPG. KEY PLAN.
ПРОЕКТНЫЕ И СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ НА УПГ И ГТЭС.
ГТЭС. СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН

Scale Масштаб	Size Размер	Drawing no.	Rev.	Sheet
1:200	A1	442-KZ-DUPPG-PIP-LAY-057-29273	0	1of1

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата
РАЗРАБОТАЛ		ПРАПОРЩИКОВА			31.07
ПРОВЕРИЛ		ПРАПОРЩИКОВА			31.07
Т.КОНТРОЛЬ		ОНИЩЕНКО			31.07
Н.КОНТРОЛЬ		ОНИЩЕНКО			31.07
ГИП		ОНИЩЕНКО			31.07

8600005940

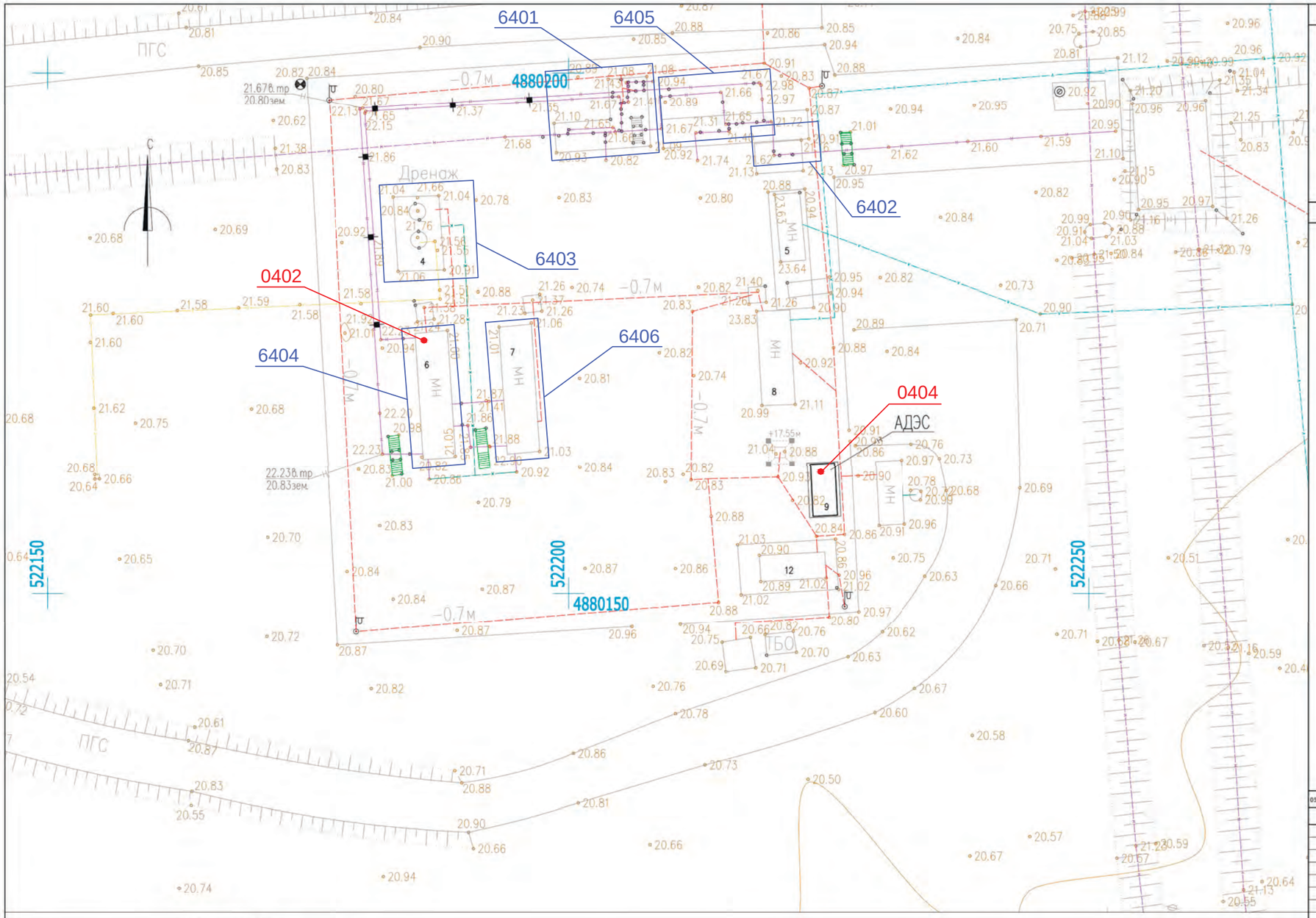
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДУНГА.
ПРОЕКТНЫЕ И СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ НА УПГ И ГТЭС

ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОММУНИКАЦИИ

Стадия	Лист	Листов
РП	7	

ГТЭС. СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН

КАСКОР-СМУ ТОО "Каскор-СМУ" г. АКТАУ-2017



NOTES / ПРИМЕЧАНИЯ

1. Height system - Baltic
2. System of coordinates - Local

1. Система высот - Балтийская
2. Система координат - Местная

HOLDS / ЗАДЕРЖКА

LEGENDS AND SYMBOLS
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Symbols Обозначение	Name Наименование
	Existing Buildings and Facilities Существующие здания и сооружения
4880150	Coordinate Grid Координатная сетка
	Designed Power Cable Проектируемый электрический кабель
FFW FFW	Existing Fire Main Существующий пожарный водопровод
G	Existing Gas Pipeline Существующий газопровод
T	Existing Phone Line Существующий телефонная линия
	Existing Power Cable Существующий электрический кабель
W W	Existing Water Pipeline Существующий водопровод
	Existing Fencing Существующее ограждение

EXPLANATION OF BUILDINGS AND FACILITIES
ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Number on plan Номер на плане	Name Наименование	Note Примечание
4	Drain Tank Area Площадка дренежной емкости	
5	Check Point (Security) КПП (охрана)	
6	Power Supply Unit Area Площадка блока БТ	
7	Pieton Tube Calibration Unit Area (prover) Площадка блока БТПУ (прувера)	
8	Control Room Операторная	
9	Emergency Diesel Power Station (designed) Аварийная дизельная электростанция (проектируемая)	
12	Control Cabinet Area Площадка ШУС	

Изм.	Кол.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.		Сисембаев			10.21
Провер.		Замогильный			10.21
Т.контр.		Аманбаев			10.21
ГИП		Масаев			10.21

8500008837-02-ГП

АВАРИЙНАЯ ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЗЛА УЧЕТА НЕФТИ М/Р ДУНГА

Генеральный план Аварийная дизельная электростанция	Стадия	Лист	Листов
	РП	2	

ТОО "Инженерный

058-KZ-DUDGU-GEN-KEY-018-31100

Drawing no.

Reference dwgs.

Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description
A	10.21	AP	SA	ZI	Issued for Review/Выпущен для рассмотрения

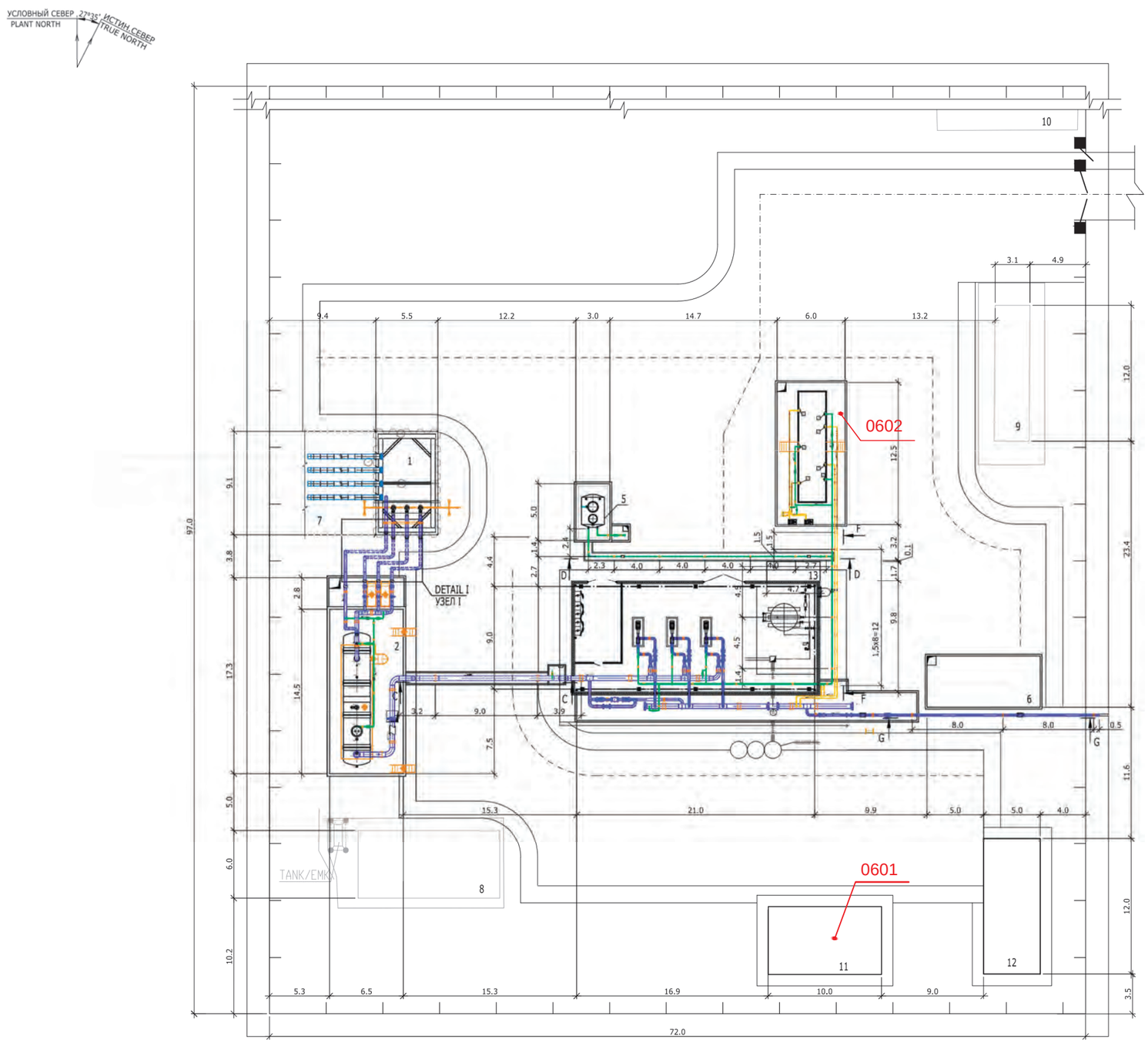
8500008837-02

TOTAL
TOTAL E&P DUNGA GMBH

EMERGENCY DIESEL POWER STATION FOR COMMERCIAL O/L METERING STATION AT DUNGA
АВАРИЙНАЯ ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЗЛА УЧЕТА НЕФТИ М/Р ДУНГА

Title
EMERGENCY DIESEL POWER STATION
GENERAL PLAN
PLOT PLAN
АВАРИЙНАЯ ДИЗЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН
СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН

Scale	Size	Drawing no.	Rev.	Sheet



NOTES / ПРИМЕЧАНИЯ

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
LEGEND OF BUILDINGS AND STRUCTURES

1	SWIS. PUMPS STATION AREA СЗМВ. СТАНЦИЯ ЗАБОРА МОРСКОЙ ВОДЫ
2	SWIS.SEA WATER BUFFER VESSEL СЗМВ. ПЛОЩАДКА БУФЕРНОЙ ЕМКОСТИ МОРСКОЙ ВОДЫ
3	SWIS.TRANSFER PUMP STATION AREA СЗМВ. ПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ
4	SWIS.CHEMICAL DOSING SKID AREA СЗМВ.ПЛОЩАДКА БЛОКА ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТОВ
5	SWIS.DRAIN TANK AREA СЗМВ.ПЛОЩАДКА ДРЕНАЖНОЙ ЕМКОСТИ
6	2sd STAGE OF CONSTRUCTION. SWIS. VALVE STATION AREA 2 ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА. СЗМВ.ПЛОЩАДКА АРМАТУРНОГО УЗЛА
7	BEACH INFILTRATION TRENCH (BIT). БЕРЕГОВАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ ТРАНШЕЯ.
8	DOMESTIC UNIT ХОЗЯЙСТВЕННО-БЫТОВОЙ БЛОК
9	STATEMENT ОПЕРАТОРНАЯ
10	GATEHOUSE КПП
11	DES ДЭС
12	SHOWER EMERGENCY КТП
13	KTS АВАРИЙНЫЙ ДУШ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ/LEGENDS

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ LEGENDS	НАИМЕНОВАНИЕ DESIGNATION
	ПРОЕКТИРУЕМЫЙ ВОДОВОД DESIGNED WATER PIPELINE
	ПРОЕКТИРУЕМЫЙ РЕАГЕНТ DESIGNED REAGENT
	ПРОЕКТИРУЕМЫЙ ДРЕНАЖ DESIGNED DRAIN

KEY PLAN / СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН

950-KZ-DUSWA-CIV-DWG-052-00004	СЗМВ. ЛОТКИ ПОД ТРУБОПРОВОДЫ. ПЛАН. ЛОТКА Л-1,Л-2. ПЛАН ПЛИТ ПОКРЫТИЙ. РАЗРЕЗ 1-1,2-2,3-3 SWIS. TRAY UNDER PIPELINES. PLAN. TRAY Л-1, Л-2 PLAN FOR COVER SLABS. SECTION 1-1, 2-2, 3-3
950-KZ-DUSWA-CIV-DWG-052-00005	SWIS. INTRA-SITE PIPELINES. FRAGMENT. SUPPORTS СЗМВ. МЕЖПЛОЩАДОЧНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. ФРАГМЕНТЫ. ОПОРЫ.
950-KZ-DUSWA-PIP-LAY-052-00009-02	SEA WATER INTAKE STATION. PIPING GENERAL ARRANGEMENT. SECTIONS A-A, B-B, C-C, D-D, E-E, F-F,G-G, H-H. DETAIL I. СЗМВ.ОБЩЕЕ УСТРОЙСТВО ТРУБОПРОВОДОВ. РАЗРЕЗЫ А-А, В-В, С-С, D-D, E-E, F-F,G-G, H-H. УЗЕЛ I.
950-KZ-DUSWA-PRO-PFD-052-00001	SWIS. PROCESS FLOW DIAGRAM. СЗМВ. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПОТОКОВ.
950-KZ-DUSWA-PIP-KEY-052-00001	SWIS AND WATER PIPELINE. OVERALL KEY PLAN. СЗМВ И ВОДОВОД. ОБЩИЙ СИТУАЦИОННЫЙ ПЛАН

Drawing no.	Reference dwgs.

Rev	Date	Drawn	Chkd	Appr	Description
0	08.07.15	AA	LR	YM	APPROVED FOR CONSTRUCTION/УТВЕРЖДЕН ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА
D	26.05.15	AA	LR	YM	ISSUED FOR REVIEW/ ВЫПУЩЕН ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ
C	17.04.15	AA	LR	YM	ISSUED FOR REVIEW/ ВЫПУЩЕН ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ
B	20.03.15	MA	LR	YM	ISSUED FOR REVIEW/ ВЫПУЩЕН ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ
A	26.12.14	MA	LR	YM	ISSUED FOR REVIEW/ ВЫПУЩЕН ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ

SO 3500080164

MAERSK OIL

DUNGA PHASE II- SWIS AND WATER PIPELINE

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
РАЗРАБОТАЛ		МАХМУТОВА			26.12
ПРОВЕРИЛ		РУСАНОВА			26.12
Т.КОНТРОЛЬ		КУРМАЕВ			26.12
Н.КОНТРОЛЬ		КУРМАЕВ			26.12
ГИП		МАРУНА Е.			26.12

МВ-ПР-001-01-01-НВ

КОМПАНИЯ "МАЕРСК ОЙЛ КАЗАХСТАН ГМБХ"
СТАНЦИЯ ЗАБОРА МОРСКОЙ ВОДЫ И ВОДОВОД
ДЛЯ М/Р ДУНГА. ФАЗА 2.

1 ОЧЕРЕДЬ СТРОИТЕЛЬСТВА
СТАНЦИЯ ЗАБОРА МОРСКОЙ ВОДЫ

Стадия	Лист	Листов
РД	17.1	

ОБЩЕЕ УСТРОЙСТВО ТРУБОПРОВОДОВ.
ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

АО "НИПИнефтегаз"
г. АКТАУ-2015 г.

Title
SEA WATER INTAKE STATION
PIPING GENERAL ARRANGEMENT
PROCESS PIPING LAYOUT
СТАНЦИЯ ЗАБОРА МОРСКОЙ ВОДЫ
ОБЩЕЕ УСТРОЙСТВО ТРУБОПРОВОДОВ
ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Scale	Size	Drawing no.	Rev.	Sheet
1:200	A1	950-KZ-DUSWA-PIP-LAY-052-00009-01	0	1of2

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Исходные данные
для выполнения проекта НДВ

TotalEnergies
TOTAL E&P DUNGA

Директору
ТОО «Envirs consulting»
Глазунову А.

Tel. / Тел.: +7 7292 57 17 00
Fax / Факс: +7 7292 57 17 01

www.total.com
mokinbox@dunga.kz
Исх.№: KSE003/AZH031/№876
Дата: 24/08/2022

Исходные данные для разработки «Проекта нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов месторождения Дунга на 2023 год»

Для завершения Проекта ПДВ на 2023 год представлены следующие исходные данные. з

Технологические показатели разработки месторождения Дунга на 2023 год (согласно «Анализа разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2021г (Протокол ЦКРР МЭ РК №22/4 от 27.01.2022г):

№ пп.	Наименование	Ед. изм.	Согласно Анализа разработки на 2023г.	План на 2023г.*
1	Добыча нефти	т/год	814 700	814 700
2	Добыча газа	м³/год	73 700 000	73 700 000
3	Добыча жидкости	т/год	2 159 676	2 159 676
4	Закачка воды	м³/год	1 344 976	1 344 976
5	Закачка газа	м³/год	14 003 000	14 003 000
6	Газовый фактор	м³/т	90,46	90,46

Примечание:

**Данные приняты с учетом утвержденной «Программы развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2023-2025гг.» (АО «НИПИНЕФТЕГАЗ», 2022 г.)*

1. Фонд скважин на месторождении Дунга.

По состоянию на 01.08.2022 г. общий фонд пробуренных скважин составил 204 ед., из них: 154 - добывающих (149 - на I объекте, 1 - на III объекте, 4 - альба); 47 – нагнетательных, 3 – ликвидированных и 1 в консервации. Из 204-х пробуренны: 186 скважины вертикальные, 17 горизонтальных и 1 - наклонно-направленная (ДГА-36НА). Эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 154 ед., из которых 97 действующие добывающие, 6 скважины – в бездействии (ДГА-43В - из-за высокого газового фактора, 30Д-Г, 36ДА, ДГА-164В, ДГА-49В, 32Д – из-за высокой обводнённости), остальные 50 скважин находится в освоении и ожидании обустройства.

№	Наименование	На 01.01.2021	01.05.2021	01.08.2022
1	Эксплуатационый фонд	160	158	154
	а) действующие	100	99	97
	ШГН	95	94	88
	ЭЦН	5	5	3
	б) бездействующие	7	6	6
	ШГН	7	6	6
	ЭЦН	0	0	0
	в) обустройтсве и освоении	53	53	50
2	Ликвидированый фонд	3	3	3
3	Нагнетательный фонд	41	42	47
	Действующие	41	42	47

TotalEnergies
TOTAL E&P DUNGA

№	Наименование	На 01.01.2021	01.05.2021	01.08.2022
	Водонагнетательные	39	40	45
	газонагнетательные	2	2	2
4	В консервации	-	1	1
	Итого	**204**	**204**	**204**

2. Программа развития переработки попутного газа на месторождении Дунга на 2023-2025 гг:

В соответствии с «Программой развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025гг., утвержденными проектными показателями на 2023 год» (Протокол рабочей группы №3 по утверждению Программ развития переработки попутного газа МЭ РК от 12.08.2022г.), *объем технологически неизбежного сжигания газа на этапе промышленной разработки месторождения Дунга на 2023 год. принят в объеме 3,303 млн.м³ при добыче газа 73,7 млн.м³*

- Протокол № 3 от 12.08.2022. Рабочей группы по согласованию объемов сжигания газа на 2023 год прилагается.

Баланс попутного газа месторождения Дунга на 2023 год:

№ пп.	Наименование	Баланс газа 2023 год	
		м³/час	м³/год
1	Добыча газа	-	**73 700 000,0**
2	Технологически неизбежное сжигание газа на факелах, в том числе на:	-	**3 303 000,0**
2.1	факеле высокого давления	-	2 428 110,0
2.2	факеле низкого давления	-	874 890,0
3	Газ на собственные нужды, в том числе:		35 469 800
3.1	*на печи подогрева:*	-	***3 789 800***
3.1.1	Н-401А (ППТ-1.6)	240,0	185 400
3.1.2	Н-401В (ППТ-1.6)	230,0	178 000
3.1.3	Н-034-0001А (печь подогрева нефти)	280,0	2 248 600
3.1.4	Н-034-0001В (печь подогрева воды)	150,0	1 177 800
3.2	*для газогенераторов (ГТЭС):*	-	***31 680 000**
3.2.1	ГТЭС-1	1200	*7 920 000,0
3.2.2	ГТЭС-2	1200	*7 920 000,0
3.2.3	ГТЭС-3	1200	*7 920 000,0
3.2.4	ГТЭС-4	1200	*7 920 000,0
4	Закачка газа в пласт	-	**14 003 000,0**
5	Объем газа для продажи	-	**20 914 000,0**
6	Потери газа	-	**10 000,0**
7	Процент утилизации газа		**95,52 %**

*На ГТЭС общий обьем газа будет использоваться в следующем соотношении:

топливный газ из расчета на 10 месяцев (январь-октябрь)

сырой газ из расчета на 2 месяца (ноябрь-декабрь)

TotalEnergies
TOTAL E&P DUNGA

3. К основным производственным объектам и сооружениям месторождения Дунга относятся:

- центральный пункт сбора нефти (ЦПС);
- установка подготовки газа (УПГ);
- эксплуатационные скважины;
- газотурбинные электростанции (ГТЭС);
- коммерческий узел учета нефти (КУУН);
- автозаправочная станция (АЗС);
- морская насосная станция;
- участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»;
- вахтовый поселок подрядных компаний;
- капитальный ремонт скважин (КРС).

4. На 2023 год на месторождении Дунга планируется:

- Проведение капитального ремонта скважин (КРС), в общем количестве 88 работ, с помощью следующих установок:
  - ПАП-60/80 станок №1, в количестве 44 работ (скважин),
  - ПАП-60/80 станок №2, в количестве 44 работ (скважин).

5. В проекте НДВ необходимо указать, что Компания планирует произвести озеленение на границе СЗЗ. В настоящее время идет разработка проекта озеленения СЗЗ со сроком сдачи к концу 2022 года, работы по озеленению планируется начать с 2023 года.

6. В 2023 году планируется произвести монтаж Автоматизированной мониторинговой системы (АСМ) на факелах НД и ВД с целью замеров плотности и объемов поступающего на сжигание газа.

Дополнительно представлены Письма, Заключения, Разделы по ООС, Протоколы по проектной и внутренней документации Компании.

Заместитель Директора Отдела ОТ, ТБ и ООС **Бахыт Абулхаиров**

Исполнитель: Жанзаков Абай
Советник по экологии
тел: 57 17 47

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Заключение ГЭЭ №KZ17VCY00209492 от 24.01.2019 на проект ПредОВОС «Разработка месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» на срок до 01.05.2039 г.

Номер: KZ17VCY00209492
Дата: 24.01.2019

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, Астана қ, Орынбор к., 8
«Министрліктер үйі», 14 кіреберіс
Тел.: 8(7172) 74-00-69, 8(7172)74-08-55

010000, г.Астана, ул. Орынбор, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-00-69, 8(7172) 74-08-55

_____№_____
_____

Филиал
"Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ"
в Республике Казахстан"

Заключение государственной экологической экспертизы на Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г. с ПредОВОС

Заказчик: Филиал Компании "Маерск Ойл Казахстан ГмбХ"
Разработчик: АО «НИПИнефтегаз»
На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

1. проект
2. проект предОВОС
3. дополнительные материалы

Материалы представлены за № KZ36RCP00073018.

Общие сведения

Компания «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ/Total» осуществляет добычу и подготовку нефти на месторождении Дунга. Территория месторождения Дунга административно расположена в Западном Казахстане, в Тупкараганском районе Мангистауской области в 7,5 км от акватории Каспийского моря.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Сайын и Акшукур, отстоящие от месторождения на расстоянии 25 и 32 км соответственно. Расстояние до областного центра г. Актау составляет 47 км, с которым месторождение связано асфальтированной дорогой. Лицензируемая площадь месторождения Дунга составляет 1985,8 га.

Непосредственно в районе месторождения Дунга находится промысловая подстанция энергопередающей организации АО «МРЭК» с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью по 10 МВт.

Ближайший нефтепровод Каламкас-Актау находится на расстоянии 18 км от восточного контура месторождения. Ближайшие действующие нефтяные месторождения расположены на расстоянии 120 км.

В пределах горного отвода месторождения и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения гражданского назначения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

В рамках утвержденной «Программы развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Дунга на 2017-2019 гг.» (Протокол№1 РГ МЭ

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

РК от 22 сентября 2017 г.) был согласован объем технологически неизбежного сжигания газа на период с 01.01.2018 г. по 30.06.18г. и составляет 1,3095 млн.м3.

В связи с утверждением Авторского надзора за реализацией УТС разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.05.2017 г. с уточненными технологическими показателями на 2017-2018 гг. (утвержден Комитетом геологии и недропользования МИР РК №27-5-2065-И от 25.10.2017г.) была разработана и утверждена Корректировка Программы развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Дунга на 2017-2019гг.» на второе полугодие 2018 г. (Протокол №6 РГ МНиГ РК от 13 апреля 2018 г.). Объем технологически неизбежного сжигания газа на второе полугодие 2018 г. составляет 2,503 млн.м3, в том числе:

- V6 = 0,0 млн м3;
- V7 = 1,358 млн м3;
- V8 = 1,145 млн м3.

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Дунга будет разработана «Программа развития переработки попутного газа месторождения Дунга», с учетом новых данных.

В настоящем отчете залежи месторождения Дунга по состоянию изученности на 01.01.2018 г. представлены результатами исследований 35 глубинных проб нефти, отобранных из 18 скважин, попутного газа – по 50 пробам из 23 скважин.

Предварительная оценка воздействия на ОС.

Атмосферный воздух.

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

В рамках «Проекта разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г планируется ввод скважин из бурения.

Для ввода новых проектных скважин необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

Диаметры и протяженности выкидных линий будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования (в проекте обустройства) на основании изыскательских работ.

Основные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин будут представлены в отдельных индивидуальных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации месторождения Дунга будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки, где осуществляется посскважинный замер и доведение промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Дунга функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- добывающие скважины с выкидными линиями;
- площадка ЦПС;
- установка подготовки газа (УПГ);
- узел врезки нефтепровода в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас-Актау».

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі құжатпен заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

Учитывая количество действующих скважин и конфигурацию месторождения все скважины группируются по их расположению и через манифольды подключаются к объекту подготовки – ЦПС.

Производительность ЦПС: по нефти – 2,95 тыс.м3/сут; по газу – 185 тыс.м3/сут.

Газожидкостная смесь от скважин, объединяясь во входном эксплуатационном манифольде направляется в печи, где подогревается до температуры 45-60 0С. Объединенный газожидкостный поток поступает на первую ступень сепарации в трехфазный сепаратор V-211, где процесс сепарации происходит при температуре 46 0С и абсолютном давлении 0,35-0,4 МПа. Выделившаяся эмульсия после V-211 поступает на вторую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор V-311, где эмульсия разгазируется при давлении 0,12 МПа и температуре 45-46 0С. Нефть из V-311 при помощи насосов Р-212А/В откачивается в резервуарный парк, газ со второй ступени компримируется дожимным компрессором до давления 0,33 МПа, после объединяется с газом первой ступени и далее компримируется, до давления 8,9 МПа. Затем общий поток газа охлаждается в воздушном холодильнике до температуры 70 0С и направляется на УПГ для дальнейшей подготовки до товарной кондиции.

После совместного отбора пробы по ГОСТу, при положительном результате анализов нефть в резервуаре считается сданной и подлежит откачке в магистральный нефтепровод «Каламкас-Каражанбас-Актау подпорными насосами Р-112 А/В и экспортными насосами Р- 111А/В, работающими параллельно.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого оборудования в данном проекте разработки являются предварительными и укрупненными.

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в проектах предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух компании «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ/Total». Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для технологического оборудования основного производства (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по рекомендуемому 1 варианту на периоды (года) промышленной разработки с 2018 по 2027 гг. (10 лет), по остальным вариантам рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальной добычей нефти за весь период разработки, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

1 вариант разработки (рекомендуемый) – 2018-2027 гг.

- в 2018 году – добыча нефти составит 720,2 тыс.т, добыча газа – 65,0 млн.м3, фонд действующих добывающих скважин 99 ед.;
- в 2019 году – добыча нефти составит 698,5 тыс.т, добыча газа – 63,0 млн.м3, фонд действующих добывающих скважин 101 ед.;
- в 2020 году – добыча нефти составит 707,7 тыс.т, добыча газа – 63,0 млн.м3, фонд действующих добывающих скважин 98 ед.;
- в 2021 году – добыча нефти составит 800,7 тыс.т, добыча газа – 72,0 млн.м3, фонд действующих добывающих скважин 142 ед.;
- в 2022 году – добыча нефти составит 839,6 тыс.т, добыча газа – 76,0 млн.м3, фонд действующих добывающих скважин 136 ед.;
- в 2023 году – добыча нефти составит 788,6 тыс.т, добыча газа – 72,0 млн.м3, фонд действующих добывающих скважин 130 ед.;
- в 2024 году – добыча нефти составит 747,9 тыс.т, добыча газа – 68,0 млн.м3, фонд добывающих скважин 124 ед.
- в 2025 году – добыча нефти составит 720,3 тыс.т, добыча газа – 66,0 млн.м3, фонд добывающих скважин 118 ед.
- в 2026 году – добыча нефти составит 720,4 тыс.т, добыча газа – 66,0 млн.м3, фонд

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

добывающих скважин 129 ед.

- в 2027 году – добыча нефти составит 721,9 тыс.т, добыча газа – 67,0 млн.м3, фонд добывающих скважин 136 ед.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вкладв валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: смесь углеводородов предельных С1-С5, оксид углерода, диоксид азота, смесь углеводородов предельных С6-С10, метан, оксид азота, углерод и диоксид серы.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

- 1 вариант разработки (рекомендуемый)
- 2018 год – 377,79119404 т/год;
- 2019 год – 374,38839417 т/год;
- 2020 год – 375,32559417 т/год;
- 2021 год – 402,25309417 т/год;
- 2022 год – 407,78619417 т/год;
- 2023 год – 397,27599417 т/год;
- 2024 год – 388,60429417 т/год;
- 2025 год – 382,27019417 т/год;
- 2026 год – 384,87129417 т/год;
- 2027 год – 386,78259417 т/год.

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Групповым техническим проектом на строительство вертикальных эксплуатационных добывающих скважин №№ ДГА-58В-255В на месторождении Дунга с проектной глубиной 1750 м» составит:

- при строительных работах – 0,6506 г/с, 0,1156 т/год;
- при бурении скважины станком IRI - 5000 и испытании станком АК-60 – 10,2461 г/с,6,1931 т/год;
- при бурении скважины станком МО1 и МО2 и испытании скважины станком АК-60 –9,7646 г/с, 7,1517 т/год;
- при бурении скважины станком IDECO H – 1000 и испытании АК-60 – 10,7611 г/с, 6,31597 т/год;
- при бурении скважины станком КРЕМКО-900 и испытании станком АК-60 – 10,9785 г/с, 8,0341 т/год;
- при бурении скважины станком IRI 5000 и испытании станком IDECO H-35 – 10,6740 г/с, 6,2561 т/год;
- при бурении скважины станком МО1 и МО2 и испытании станком IDECO H-35 – 9,5932 г/с, 7,1147 т/год;
- при бурении скважин станком IDECO H-1000 и испытании станком IDECO H-35 – 11,18899 г/с, 6,3790 т/год;
- при бурении скважин буровым станком КРЕМКО- 900 и испытании IDECO H-35 – 11,4064 г/с, 8,0971 т/год.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 1 варианта разработки месторождения на 2022 год, который характеризуется максимальными выбросами в атмосферу (407,7862 т/год) за период реализации проекта разработки.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Дунга принят – 1000 м.

В данном проекте ПредОВОС по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 м, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено.

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- Производственный мониторинг за состоянием атмосферного воздуха;
- Калибровка и поверка дыхательных и аварийных клапанов на технологическом оборудовании;
- Технический осмотр и обслуживание печей подогрева сырой нефти;
- Регулирование топливной аппаратуры дизельных генераторов;
- Проверка горелочных устройств факельной системы;
- Технический осмотр и обслуживание газотурбинных электростанций (ГТЭС) – 4 шт;
- Технический осмотр автотранспортных средств (включая визуальный осмотр на содержание сажи в выхлопных газах);
- Разработка проектов в области охраны окружающей среды (ПДВ, План мониторинга ПГ, Программа сокращения выбросов ПГ, Проект по расширению мониторинговой сети).

Водные ресурсы.

Источниками водоснабжения на месторождении Дунга являются: для питьевых целей: привозная бутилированная питьевая вода; для хозбытовых целей: питьевая вода, привозимая автотранспортом из системы водоснабжения ТОО «МАЭК-Казатомпром» подрядной организацией; для технологических и производственно-бытовых целей: привозная питьевая вода с водовода ЦУВС-2 РГП МАЭК, получаемая от ТОО «МАЭК-Казатомпром»; для закачки в пласт: морская вода, поступающая по трубопроводу с морской водозаборной станции на 36 км трассы Актау – Форт-Шевченко

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе согласно договору. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием - поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.0.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 №551. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Вода для хозяйственно-бытовых нужд, а также приготовления пищи, привозимая автотранспортом из системы водоснабжения ТОО «МАЭК-Казатомпром» подрядной организацией хранится в емкостях.

Для хозяйственно-бытовых нужд предусмотрены две емкости объемом 16 м3 каждая. Питьевая вода, используемая для приготовления пищи в столовой месторождения, хранится в емкости объемом 10 м3.

Качество поставляемой воды должно соответствовать «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 16 марта 2015 г. №209.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд предприятие также использует привозную питьевую воду с водовода ЦУВС-2 МАЭК, получаемую от ТОО «МАЭК-Казатомпром» на договорной основе.

Мониторинг за качеством хозяйственно-бытовых и технологических вод осуществляет поставщик продукции – ТОО «МАЭК-Казатомпром». Контроль количества потребляемой воды на месторождении производится согласно «Ведомости учета» в соответствии с договором на поставку воды.

Морская вода на месторождении используется в производственных целях (при КРС, в системе ППД и др. технологических нуждах). Вода поступает на ЦПС по трубопроводу протяженностью 16 км с морской водозаборной станции, расположенной на берегу Каспийского моря (мыс Сагынды).

Забор морской воды осуществляется согласно Разрешению на специальное водопользование №KZ90VTE00001385 Серия «Каспийское море» от 16.02.2018 г., срок действия до 06.12.2022 гг. (представлено в Приложении 7).

Система водозаборных резервуаров установлена в естественной впадине берега, отсеченного от моря песчаной косой шириной 50 м. Водозабор морской воды осуществляется с применением шахтного колодца. Шахтный колодец состоит из наземной части (оголовок, ствол) и водосборной части (зумпф).

Морская вода, пройдя естественную фильтрацию через рыхлые глиняно-песчаные отложения, поступает в водосборную камеру шахтного колодца и далее системой насосов подается на ЦПН месторождения Дунга. В качестве рыбозащитного устройства боковая поверхность резервуаров обсыпана послойно фильтровой обсыпкой: валуны – 10-100кг; гравий – 50-150мм; гравий – 10-50мм.

Анализ на шестикомпонентный состав морской воды проводит химическая лаборатория ЦПС на месторождении Дунга. Учет потребления морской воды осуществляется водомером типа ВТ-65 №975944, установленным на трубопроводе при входе в насосную водозаборной станции.

Результаты анализов морской воды, проведенных 02.02.2018 г. химической лабораторией ЦПС на месторождении Дунга представлены.

В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности месторождения Дунга образуются следующие виды сточных вод:

- ☐хозяйственно-бытовые;
- ☐ производственные

На месторождении предусмотрены две раздельные системы сброса сточных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, поступающие от столовых, административно-бытового комплекса, пожарного депо и других объектов, предназначенных для хозяйственно- бытового обслуживания, по системе канализационного трубопровода собираются в изолированную герметичную подземную дренажную емкость, выполненную из железобетона, объемом 126 м3, из которой ежедневно в объеме 60 м3 откачиваются и вывозятся на утилизацию подрядной организацией на договорной основе. Утилизация сточных вод должна осуществляться в соответствии с «Правилами приема сточных вод в системы водоотведения населенных пунктов» (Постановление Правительства РК №788 от 28 мая 2009 г.).

Производственные стоки представлены пластовой водой, образующейся в процессе подготовки нефти. Пластовая вода поступает на сепаратор, резервуары для пластовой воды, и далее закачивается обратно в пласт.

Ливневые воды и стоки, загрязненные нефтепродуктами, собираются системой ливневой канализации в подземную дренажную ёмкость. Из подземной емкости отстоянные воды направляют на ЦПС для дальнейшей закачки в пласт.

В связи с тем, что образующиеся сточные воды передаются сторонним организациям на договорной основе, мониторинг этого вида сточных вод Программой производственного экологического контроля не предусмотрен.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

Мониторинг эмиссий – наблюдения за качеством отводимых сточных вод в водные объекты и их соответствие установленным нормативам – настоящей Программой не предусмотрен в связи с тем, что отведение очищенных сточных вод от объектов месторождения в Каспийское море или на рельеф местности не планируется.

Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребление, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год
Хозбытовые нужды	1 житель	161	0,1	16,1	5876,5	16,1	5876,5
Столовая	8 условных блюд в сутки	161	0,012	15,456	5641,44	15,456	5641,44
Прачечная	1 кг сухого белья	161	0,04	6,44	2350,6	6,44	2350,6
Всего:				**37,996**	**13868,54**	**37,996**	**13868,54**
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	1,9	693,427	1,9	693,427
Итого:				**39,896**	**14561,967**	**39,896**	**14561,967**

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Групповым техническим проектом на строительство вертикальных эксплуатационных добывающих скважин №№ ДГА-58В-255В на месторождении Дунга с проектной глубиной 1750 м» и составят 496,1 м3, из них: питьевые нужды – 13 м3, хозяйственно-бытовые нужды – 70,72 м3, технические нужды – 412,37 м3.

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

- Вывоз хозяйственно-бытовых сточных вод на очистные сооружения;
- Проведение мониторинга состояния подземных вод;
- Бурение дополнительной гидронаблюдательной мониторинговой скважины в рамках расширения мониторинговой сети.
- Контроль за техническим состоянием морской насосной станции, включая контроль за объемом забираемой и потребляемой морской воды.

Отходы.

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Дунга являются:

- отработанные люминесцентные лампы;
- металлолом;
- металлическая стружка;
- промасленная ветошь;
- строительные отходы;
- медицинские отходы;
- огарки сварочных электродов;
- твердые бытовые отходы (ТБО).

Характеристика отходов на месторождении Дунга.

Отходы обратной промывки скважин (ООПС) – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов АЕ030, накапливаются в специальные емкости для временного

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), и по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на полигон.

Промасленная ветошь – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AC030, временно складируются в металлические контейнеры (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Отработанные масляные фильтры – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AD150, временно складируются в металлические контейнеры (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Нефтешлам - данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AE030, временно складируется в металлические контейнеры (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозится спецавтотранспортом на полигон.

Отработанные автошины – данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GK020, временно хранятся в специально отведенном месте на складских помещениях месторождения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Отработанные аккумуляторные батареи – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AA170, временно хранятся в специально отведенном месте в ящиках на складских помещениях месторождения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Отработанные картриджи - данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AD070, отработанные картриджи образуются при их замене после выработки своего ресурса, складируются в емкости для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Использованная полиэтиленовая пленка - данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AC090, образуется при капитальном и подземном ремонте скважин.

Образуются после использования ее в качестве защиты почвогрунтов от проливов нефтепродуктов при ремонте скважин, представляет из себя полиэтиленовую пленку, загрязненную нефтью. Накапливается в специальные емкости для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), и по мере накопления вывозится спецавтотранспортом на утилизацию.

Просроченные или отработанные химреактивы, химреагенты - данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AD070, образуется в процессе работы лаборатории при проведении анализов, складируются в емкости для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Огарки сварочных электродов – данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GA090, собираются и временно размещаются в металлических ящиках (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления передаются ТОО «Экотерра».

Отработанные люминесцентные лампы – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AA100, до передачи их на демеркуризацию, размещаются на полках в заводской картонной упаковке внутри герметичного металлического ящика в складском помещении, которая сводит к минимуму возможность боя и, следовательно, попадание ртути и ее соединений в природные среды (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Строительные отходы – данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GG170, временно складируются в металлические контейнеры (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Отходы ЛКМ – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AD070, складируются в емкости для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

Тара из-под химреагентов – данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AD070, складируются в емкости для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Металлолом, металлическая стружка - данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GA090, складируется на площадке временного хранения излишков производства (использованного от оборудования), которая не используется для хранения отходов, а предназначена для временного хранения использованного материала, которые в будущем подлежат вторичному использованию на нужды производства (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления спецавтотранспортом вывозится.

Медицинские отходы - данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AD000, временно размещаются в специальных контейнерах (срок хранения – менее 6 месяцев) и по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Отработанные масла - данный вид отходов относится к янтарному списку отходов AC030, используются для смазки деталей и узлов машин и механизмов на буровых установках, в цехах и т.д., временно накапливаются в закрытых герметичных металлических бочках на объектах его образования (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления передаются.

Отработанное портативное оборудование и оргтехника - данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GC020, отходы образуются в офисах в результате эксплуатации компьютерной техники, временно хранятся в специально отведенном месте на складских помещениях месторождения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Изношенная одежда (СИЗ) - данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GJ120, образуется в результате производственной деятельности персонала, по мере накопления вывозится спецавтотранспортом на утилизацию.

Иловый осадок - данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GO061, образуется при эксплуатации канализационных очистных сооружений, складируются в подземной емкости для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Древесные отходы - данный вид отходов относится к зеленому списку отходов, складируются в контейнерах для временного хранения (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на утилизацию.

Твердые бытовые отходы (ТБО) – данный вид отходов относится к зеленому списку отходов GO060, складируются в контейнеры на выгороженной бетонированной площадке (срок хранения – менее 6 месяцев), по мере накопления вывозятся специализированным транспортом ТОО «Табнаев Е.С.».

Компания «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ/Total» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складируются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Производственная деятельность подрядчиков заключается в организации работ по сбору, утилизации и подготовке отходов к транспортировке и дальнейшей передачи их качестве вторичных материальных ресурсов на переработку специализированным организациям.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

☐ конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

☐ при строительстве скважин: площадка для буровой установки должна планироваться с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почвогрунтов, глубины залегания грунтовых вод, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории;

☐ обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;

☐ при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

☐ ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

☐ проведение мониторинга недр на месторождении.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- запрещение несанкционированного складирования отходов;
- применение безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора при строительстве скважин.

Вывод.

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г. с ПредОВОС

Заместитель Председателя **З. Жолдасов**

Байгожина Г.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документавы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Протокол № 3 от 12 августа 2022, выданный Министерством энергетики Республики Казахстан Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа

№ 13-1-0/7652-вн от 19.08.2022

Министерство энергетики Республики Казахстан
Рабочая группа по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа

Протокол № 3

г. Нур-Султан **12 августа 2022 года**

Участвовали:
Нағым С.Ж. – Директор департамента газа и нефтегазохимии МЭ РК, Заместитель председателя рабочей группы;
Крикбаев С.Б. – Главный эксперт управления добычи, транспортировки и переработки газа Департамента газа и нефтегазохимии МЭ РК, секретарь рабочей группы;
Бердиев Н.О. – Заместитель директора департамента государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования МЭ РК, член рабочей группы;
Оспанов А.Д. – Заместитель директора департамента недропользования МЭ РК, член рабочей группы;
Бубенцов М.В. – Директор департамента проектирования и технического регулирования АО «Информационно-аналитический центр нефти и газа», член рабочей группы.

Приглашенные:
<u>От недропользователя «Total E&P Dunga GmbH»:</u>
Тревор Фрэнк Рунг - Управляющий директор;
Азаматов Максим Шалабаевич – Старший советник по работе с государственными органами;
Такиров Жандос Багитжанович - Директор департамента по управлению активами;
Доненова Назерке Абишевна – Руководитель отдела по оптимизации производства.

<u>От Проектной организации АО «НИПИнефтегаз»:</u>
Солодий Елена Николаевна – Руководитель отдела технологического моделирования нефтяной и газовой промышленности департамента добычи нефти и газа.

Об обращении недропользователя «Total E&P Dunga GmbH» по рассмотрению «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025 гг.».

На месторождении Дунга осуществляется промышленная разработка на основании действующего проектного документа: «Анализ разработки

Министерство энергетики Республики Казахстан - Крикбаев С. Б.
Дата: 20.08.2022 13:50. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.8.9. Положительный результат проверки ЭЦП

месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2021г.» (протокол ЦКРР №22/4 от «27» января 2022 года).

Лицензия на право пользования недрами в Республике Казахстан выдана Правительством Республики Казахстан от 29.11.1996 г. Серия МГ №966 «Оман Ойл Компани Лимитед» для добычи углеводородного сырья на месторождении Дунга, расположенном в Тупкараганском районе Мангистауской области. Срок действия истекает 01.05.2039 г.

«Программа развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025гг.» разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», Приказом Министра энергетики РК №165 от 5 мая 2018 года.

12 августа 2022 года на рассмотрение Рабочей группы представлен следующий баланс газа согласно «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025гг.»:

Год	Добыча газа, млн. м³	Расход ТГ на собственные нужды, млн. м³		Закачка ШФЛУ в пласт (газовая фаза), млн. м³	Объем технологически неизбежного сжигания газа, млн. м³									Потери газа, млн. м³	Газ на продажу, подача в МГ, млн. м³
		на печи	на ГТУ		ППР нового оборудования (сырой газ)	Дежурная горелка (топливный газ)	Факельная система (топливный газ)	Итого по V_7	ППР газопроводов, аппаратов и КО (сырой газ)	ТО газопроводов, аппаратов и КО (сырой газ)	Итого по V_8	при технологических сбоях	Всего		
		подогрева нефти	для выработки э/энергии												
	V_1	V_1	V_3	V_4	V_6	V_7			V_8			V_9	Vv	V_2	V_5
2023	73,7	3,790	31,680	14,003	0,340	0,071	1,419	1,491	0,212	1,260	1,472	0,000	3,303	0,010	20,914
2024	73,9	3,800	31,680	14,041	0,000	0,093	1,852	1,946	0,340	0,994	1,334	0,000	3,280	0,010	21,089
2025	73,6	3,790	31,680	13,984	0,000	0,093	1,847	1,941	0,340	0,994	1,334	0,000	3,275	0,010	20,862

Проголосовали:
За – 4 (Нағым С.Ж., Оспанов А.Д., Бердиев Н.О., Бубенцов М.В.);
Против – 0;
Отсутствовали – 2 (Журебеков М.У., Казиев Н.М.).

По итогам заседания Рабочей группы принято РЕШЕНИЕ:

1. В соответствии с «Формой программы развития переработки сырого газа», утвержденной Приказом Министра энергетики РК №165 от 05.05.2018г., рекомендовать к утверждению представленную «Total E&P Dunga GmbH» «Программу развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025гг.» с проектными показателями до 31.12.2023 года.

2. В соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной Приказом Министра энергетики РК №164 от 05.05.2018г., технологически неизбежное сжигание газа по месторождению Дунга на 2023г. составляет в объеме – 3,303 млн.м³, в том числе: V_6 – 0,340 млн.м³ из них сырого газа 0,340 млн.м³; V_7 -1,491 млн.м³ из них топливного газа - 1,491 млн.м³, V_8 – 1,472 млн.м³ из них сырого газа - 1,472 млн.м³, V_9 - 0 млн.м³, при добыче газа 73,7 млн.м³.

Министерство энергетики Республики Казахстан - Крюков С.Б.

Дата: 20.08.2022 13:50. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.8.9. Положительный результат проверки ЭЦП

3. В соответствии с пунктом 2 статьи 147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа.

4. Рекомендовать «Total E&P Dunga GmbH» с учетом требований законодательства в сфере недропользования РК проработать вопрос по переработке закачиваемого в пласт объема ШФЛУ и предоставить информацию в Министерство энергетики РК в срок не позднее III квартала 2022 года.

5. В соответствии с Формой отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа, утвержденной приказом Министра энергетики РК №166 от 05.05.2018г., недропользователю «Total E&P Dunga GmbH» по итогам 2023 года не позднее 25 января 2024 года представить отчет о ходе выполнения «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Дунга на период 2023-2025гг.» с утвержденными проектными показателями в Министерство энергетики РК.

Заместитель председателя
Рабочей группы **Нағым С.Ж.**

Согласовано
19.08.2022 16:04 Бердиев Нурлыбек Оринғалиевич
19.08.2022 17:48 Оспанов Акжол Дуйсебаевич
Подписано
19.08.2022 19:52 Нағым Сәлім Жанабайұлы

Министерство энергетики Республики Казахстан - Крикбаев С.Ь.

Дата: 20.08.2022 13:50. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.8.9. Положительный результат проверки ЭЦП

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Разрешение Министерства Энергетики Республики Казахстан на сжигание в факелах сырого газа №KZ30VPC00018052 от 24.08.2022 г.

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

Министерство энергетики Республики Казахстан

Нұр-Сұлтан қ., ДАҢҒЫЛЫ ҚАБАНБАЙ БАТЫРА, № 19, блок А үй

г.Нур-Султан, ПРОСПЕКТ КАБАНБАЙ БАТЫРА, дом № 19, блок А

Разрешение
на сжигание в факелах сырого газа

Номер: KZ30VPC00018052 **Место выдачи:** г. Астана

Дата выдачи: 24.08.2022

Выдано: Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

(наименование недропользователя (оператора по контракту на недропользование, доверительного управляющего))

Месторождение, скважина: Мангистауская область, Тупкараганский район, месторождение Дунга,

(месторождение (структура), номер скважины)

В объеме: 1,812 млн. м³

(разрешенный объем сжигания сырого газа)

Вид сжигания сырого газа: при технологически неизбежном сжигании газа

(вид сжигания сырого газа)

Период действия разрешения: 01.01.2023 - 31.12.2023

(период действия разрешения с учетом подготовительных и заключительных работ)

Примечание: Vv = 1,812 млн.м3, в том числе V6 = 0,34 млн.м3, V7 = 0,0 млн.м3, V 8 = 1,472 млн.м3, V9 = 0,0 млн.м3.

Директор Арымбек Құдайберген Берікұлы

фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Разрешение Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан на эмиссии в окружающую среду №KZ42VCZ01808394 от 22.06.2021 г.

№: KZ42VCZ01808394

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ
на воздействие для объектов I категории

(наименование оператора)

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан,130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 12, здание № 79/1
(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 000941000344

Наименование производственного объекта: Месторождение "Дунга"

Местонахождение производственного объекта:

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, с.о.Саина Шапагатова, ,

Соблюдать следующие условия

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

2022 году 1147,71284 тонн
2023 году _____ тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

2022 году _____ тонн
2023 году _____ тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн

3. Производить накопление отходов в объемах, не превышающих:

2022 году 4900,2240 тонн
2023 году _____ тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн

4. Производить захоронение отходов в объемах (при наличии собственного полигона), не превышающих:

2022 году _____ тонн
2023 году _____ тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн

5. Производить размещение серы в открытом виде на серных картах в объемах, не превышающих:

2022 году _____ тонн
2023 году _____ тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

6. Не превышать нормативы эмиссий (выбросы, сбросы), лимиты накопления отходов, лимиты захоронения отходов (при наличии собственного полигона), размещение серы в открытом виде на серных картах, установленные в настоящем экологическом разрешении на воздействие для объектов I и II категории (далее – Разрешение для объектов I и II категорий) на основании нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам), представленных в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, программе управления отходами, проекте нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.
7. Экологические условия осуществления деятельности согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.
8. Выполнять план мероприятий по охране окружающей среды на период действия настоящего Разрешения для объектов I и II категорий, программу производственного экологического контроля, программу управления отходами, требования по охране окружающей среды, указанные в заключении об оценке воздействия на окружающую среду (при его наличии).
Срок действия Разрешения для объектов I и II категорий с 01.07.2022 года по 31.12.2022 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I и II категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I и II категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 2 Примечания пункта 3 Заявления на получение экологического разрешения на воздействие для объектов I и II категорий. Разрешение для объектов I и II категорий действительно до изменения применяемых технологий и экологических условий осуществления деятельности, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I и II категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Руководитель департамента** **Тукенов Руслан Каримович**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при нал

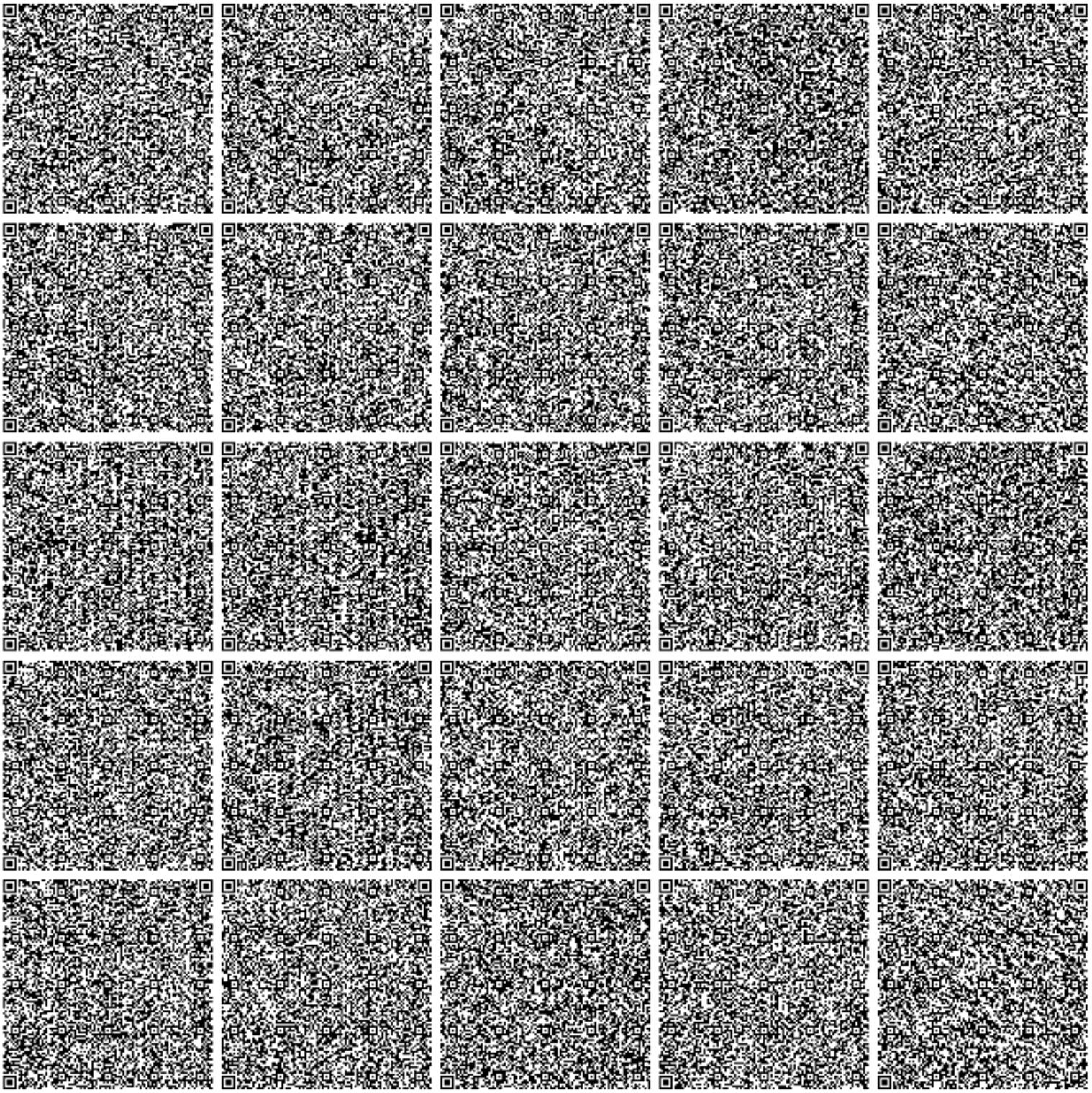
Место выдачи: Актау Г.А. **Дата выдачи:** 22.06.2022 г.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение 2 к экологическому разрешению на воздействие для объектов I и II категории

Экологические условия

1. Не превышать установленные настоящим разрешением нормативы эмиссий в окружающую среду, лимиты накопления и захоронения отходов; 2. Обеспечить реализацию условий программы производственного экологического контроля, мониторинга и представлять отчет об их выполнении в соответствии с правилами ; 3. Соблюдать требования Программы управления отходами по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации в соответствии со ст. 335 Кодекса; 4. Определить свойства (опасных, неопасных) зеркальных отходов с предоставлением Отчета по инвентаризации отходов ; 5. Соблюдать правила эксплуатации согласно указанным проектным решениям.



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Санитарно-эпидемиологическое заключение №R.04.X.KZ02VBZ00034645 от 25.05.2022 г.

Нысанның БҚСЖ бойынша коды *Код формы по ОКУД* _____ *КҰЖЖ бойынша ұйым коды* *Код организации по ОКПО* _____	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі *Министерство здравоохранения Республики Казахстан*	
Мемлекеттік органының атауы *Наименование государственного органа* *«Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Маңғыстау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті Түпқараған аудандық санитариялық-эпидемиологиялық бақылау басқармасы» республикалық мемлекеттік мекемесі* *Республиканское государственное учреждение «Тупкараганское районное Управление санитарно-эпидемиологического контроля Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан»*	

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ R.04.X.KZ02VBZ00034645
Дата: 23.05.2022 ж. (г.)

1.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)
Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

(«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» 2020 жылғы 7 шідедегі Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабы сәйкес санитариялық- эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) ***Заявление от 11.05.2022 10:26:52 № KZ52RLS00076120***

өтініш, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күні, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата,номер)

2.Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) ***Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 12, здание № 79/1***

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің тегі, аты, әкесінің аты, қолы.
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3.Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)
Выдача санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии проектов нормативной документации по предельно допустимым выбросам и предельно допустимым сбросам вредных веществ и физических факторов в окружающую среду, зонам санитарной охраны и
сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (вид деятельность)

4.Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ***ТОО "ENVIRS Consulting" генеральный директор Глазунов А.В.***

5.Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) ***заявление,проектный документация***

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) ***нет***

7.Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертноезаключение других организации если имеются)
не представлено
Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8.Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

Основанием для разработки «Проекта нормативов выбросов (НДВ) от объектов месторождения

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Дунга на 2-ое полугодие 2022 г.» является договор No850008434 от 03.09.2020 года, заключенный между Филиалом «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» и ТОО «ENVIRSConsulting» (Государственная лицензия на природоохранное проектирование и нормирование за No 01375P от 29.12.2010 г. выданное Министерством охраны окружающей среды РК).
Проект НДВ на 2-ое полугодие 2022 года разработан в соответствии с документом «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» (Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов РК No12/10 от 01.08.2019 г.).
Основными разрешительными документами, на выполнение настоящего проекта являются:
1) Корректировка на 2-ое полугодие 2022 г. Программа развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2020-2022 г.г.;
2) Протокол внесения изменений и согласования Министерством Энергетики РК развития и переработки сырого газа на 2-ое полугодие 2022 года - No4 от 03.03.2022 г. (Приложение 5).;
3) Разрешение на сжигание в факелах сырого газа Министерство энергетики Республики Казахстан NoKZ22VPC00017226 от 08.04.2022 г. (Приложение 6).
Состав и содержание настоящего документа соответствует:
- Экологическому Кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 г. No 400-VI ЗРК;
- Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года No 63).
- Рекомендациям по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий Республики Казахстан», РНД 211.2.02.02-97
Настоящий «Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на II полугодие 2022 года» Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК разработан с целью получения оператором Разрешения на эмиссии в окружающую среду для объектов II категории сроком на II полугодие 2022 года.
Согласно Решению по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан РГУ «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан для месторождения «Дунга» определена категория объекта: I.
В проекте определены, проанализированы и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации объектов месторождения Дунга.
Инвентаризация источников выбросов является первым этапом разработки проекта НДВ и представляет собой систематизацию сведений об стационарных источниках, их распределении по территории, количественном и качественном составе выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. По результатам инвентаризации установлен состав источников выбросов и перечень вредных веществ, подлежащих нормированию.
Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, представляет собой систематизацию сведений о распределении источников на предприятии, количестве и составе вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу.
В инвентаризации, данные о характеристиках источников выделения и загрязнения атмосферы приводятся по состоянию на начало 2021 года, а данные о количестве выбрасываемых вредных веществ приводятся за предыдущий 2020 год.
Согласно инвентаризации, общее количество стационарных источников выбросов на объектах месторождения Дунга составит 362 источника, из них: 103 организованных и 259 неорганизованных. Согласно отчетным данным за 2020 год, в атмосферу выделялись вещества 44 наименований 1-4 классов опасности. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составил 451.40247 тонн, в том числе выбросы от факельных установок составили: всего 61.057 т/год. По результатам проведенной инвентаризации составлены бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников (Приложение 1). Согласно нормативам выбросов на 2021 год общее количество стационарных источников выбросов составило 362 источник, из них: 103 организованных и 259 неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит 2006.5965 тонн, в том числе выбросы от факельных установок составили 99.5644 тонн. На существующее положение (I полугодие 2022 года) общее количество стационарных источников выбросов составит 390, из них: 109 организованных и 281 неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит 1092.9015 тонн, в том числе выбросы от факельных установок составят 64.68 тонн.
На период разработки проекта НДВ (II полугодие 2022 года) общее количество стационарных источников выбросов составит 395, из них: 109 организованных и 286 неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит 1052.7287 тонн, в том числе

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

выбросы от факельных установок составят 61.38 тонн.В атмосферу будут выделяться, загрязняющие вещества 44 наименований 1-4 класса опасности из них 10 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 10 групп суммации. Объем сжигаемого газа на факельных установках при постоянных и периодических сбросах на период нормирования (II полугодие 2022 года) составит 1.773 млн.м 3 газа.

Настоящий проект разработан на 2-ое полугодие 2022 года и основывается на прогнозных сведениях Компании об объемах работ и расходе материалов на этот период.

Для подготовки данного проекта были использованы следующие сведения:

- проект нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2021 г.

- проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 1 полугодие 2022 г.

- исходные данные для разработки проекта НДВ;

- технические характеристики технологического оборудования;

- ранее выполненные и согласованные проекты, реализация которых намечается на перспективу.

Проектная мощность производства на 2 полугодие 2022 г.:

- добыча нефти - 368 000.0 т/полугодие;

- добыча газа - 33 270 000.0 м 3 /полугодие.

К основным производственным объектам и сооружениям месторождения Дунга относятся:

- центральный пункт сбора нефти (ЦПС);

- установка подготовки газа (УПГ);

- эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины;

- газотурбинные электростанции (ГТЭС);

- коммерческий узел учета нефти (КУУН);

- автозаправочная станция (АЗС);

- станция забора морской воды;

- участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»;

- вахтовый поселок подрядных компаний;

- капитальный ремонт скважин;

- установки системы подготовки и закачки воды (пластовой, морской).

В настоящее время основной проектный документ, согласно которому ведется разработка месторождения Дунга, является «Проект разработки месторождения Дунга по состоянию на 01.01.2018 г.» (Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов РК No12/10 от 01.08.2019 г.).

В 2021 году была выполнена работа «Анализ разработки месторождения Дунга за период 2018- 2020 г.г.» согласованная протоколом заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов РК No22/4 от 27.01.2022 г.

Согласно статье 147 (п.3) Кодекса РК «О недрах и недропользовании» Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа (далее Программа) подлежит утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должна обновляться каждые три года.

В настоящее время на предприятии разработана и утверждена «Программа развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2020-2022 г.». В программе проанализировано текущее состояние разработки месторождения, уточнены объемы потребления нефти и газа, закачка и сжигание попутного сырого газа.

В текущем полугодии проведена Корректировка программы на 2-ое полугродие, рассмотренная рабочей группой Министерства Энергетики РК по выработке предложений по утверждению программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные программы утилизации газа и программы развития переработки сырого газа. По итогу рассмотрения оператор получил Протокол согласования No4 от 03.03.2022 г., в соответствии с которым выполняется настоящий проект НДВ на 2-ое полугодие 2022 года. Во исполнение требований п.3 ст.49 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. в настоящем проекте учтены источники согласно разделам «Охраны окружающей среды» к проектам намечаемой деятельности на объектах месторождения Дунга на II полугодие 2022 года. Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Дунга являются: факела высокого и низкого давления, газотурбинные электростанции и резервуары нефти. На месторождении Дунга отсутствуют фонтанные и газлифтные скважины. Выбросы ЗВ от сжигания газа на факелах рассчитаны согласно Методике расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

факельных установок сжигания углеводородных смесей, приказ Министра ООС No23П от 31.01.07.
Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании попутного и (или) природного газа установлены в соответствии с разрешением на сжигание сырого газа месторождения Дунга, выданным уполномоченным органом в (протокол внесения изменений и согласования Министерством Энергетики РК No4 от 03.03.2022 г. развития и переработки сырого газа на 2-ое полугодие 2022 года).
Расчеты выбросов от ГТЭС (NoNo1-4) с 2021 года, втом числе на текущий год были выполнены:
- при работе ГТЭС на газовом (основном) топливе согласно «Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок» РНД 211.2.02.04-2004, с применением пункта 6.4. Методики;
- при работе ГТЭС на дизельном (резервном) топливе соответственно согласно «Методике расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок» РНД 211.2.02.04-2004.
В целом от предприятия, в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 44 наименований 1-4 класса опасности. Основными загрязняющими атмосферу веществами являются предельные углеводороды, оксид углерода, окислы азота, углерод, метан.
Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным в РК методикам.
В качестве исходных данных использовались справки от оператора-заказчика, техническая и отчетная документация, программа развития переработки сырого газа месторождения Дунга на 2020-2022 г.г. с утвержденными корректировками и др. данные. Номера источников приняты по номеру промплощадки: для стационарных - первая цифра обозначает тип источника выброса, 0, 1, 5 - организованный; 6, 7, 8, 9 - неорганизованный; вторая цифра обозначает номер площадки; третья и четвертая - номер источника, например, 0101, 6101.
Нормативы НДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов месторождения Дунга Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК на 2-ое полугодие 2022 г. в сравнении с 1-ым полугодием 2022 г. представлены в таблице 2.
На 2-ое полугодие 2022 года оператором представлены 9 разделов ООС к проектам намечаемой деятельности. Выбросы подрядных организаций, включаются в проектные документы для получения разрешения в составе основного оператора согласно ст. 12, п.6 и ст.106, п.2 ЭК РК от 02.01.2021 г. - No400-VI.
При расчете рассеивания загрязняющих веществ, размер санитарно-защитной зоны был принят 1000 метров (СП No ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 г., пункт 11 подпункт 3, Санитарно-эпидемиологическое заключение No R.04.X.KZ72VBZ00030960 от 12.11.2021 г.).
Также были учтены контрольные точки на СЗЗ и одна точка на ближайшей жилой зоне (с. Саина Шапагатова) расположенной на расстоянии 14 км от месторождения с южной стороны.
В рамках данного проекта внесены предложения по установлению нормативов по каждому загрязняющему веществу в атмосферный воздух на 2-ое полугодие 2022 года. Нормативы допустимых выбросов установлены с условием, что общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия (СЗЗ) не приводит к нарушению установленных нормативов качества. До утверждения экологических нормативов качества в качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись гигиенические нормативы (ПДКмр и ОБУВ) в соответствии п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года No 63).
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ
Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при производственной деятельности на месторождении Дунга на 2-ое полугодие 2022 г. представлены в таблице 2.7
2.9. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ
Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам Республики Казахстан. Количество и состав выбросов вредных веществ в атмосферу от источников оператора получены на основании анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов вредных веществ в атмосферу. В качестве исходных данных использовалась техническая документация, подготовленная заказчиком, а также информация, полученная на основе инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу.Теоретические расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от всех источников на период 2-ое полугодие 2022 приведены в Приложении 14.
Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу от технологического оборудования производились на основании методических документов и дополнительной документации:

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

- Технические характеристики технологического оборудования, паспортные данные;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года No 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»
РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2005 г.
- РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005.
- «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, No61-п от 24.02.2004 г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выделений)», Астана 2005.
- РНД 211.2.02.06-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)», Астана 2005.
- РНД 211.2.02.05-2004 «Методика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)», Астана 2004.
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспортных предприятий», приказ No 100 МООС РК от «18» 04 2008 года.
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов 4 категории», Приложение No7 к приказу МОС и ВР РК No221-Ө от 12.06.2014.
- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». МООС РК. РНД. Астана 2008 г.
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года No 196-п.

3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

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

По климатическому районированию территорий район проведения работ относится к 4 климатическому району, подрайона 1V-Г (СНиП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология).
Климат района расположения месторождения Дунга резко континентальный, с жарким продолжительным летом и холодной малоснежной зимой.
Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, особенностями циркуляции атмосферы, близостью Каспийского моря. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических факторов в их суточном, месячном и годовом ходе.
Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области составляет -26 0 С, в восточной части области -34 0 С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области +43 0 С, а для восточной +470 С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до -20 0 С, а с наступлением весны идет постепенное повышение.
Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 0 С, наступает в июне и продолжается до середины августа.
Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Наиболее высокие значения она достигает в зимне-весеннее время 78-85%, а наиболее низкие - летом 25-30%.
Повышенная сухость воздуха при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца до октября. Средняя величина испарения с открытой поверхности, по многолетним наблюдениям, составляет 1478,0 мм, что почти в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов описываемой территории.
Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.
Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.
Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

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. Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) изучаемый район относится к III зоне с повышенным ПЗА.

Таким образом, совокупность климатических условий территории Тупкараганского района: режим ветра, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.

3.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

На нормируемый год выбросы на объектах месторождения Дунга на 2-ое полугодие 2022 г. предлагается всего от 395 источников, из них 109 - организованных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, 286 - неорганизованных источников источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Общее количество выбросов на нормируемый период (II полугодие 2022 год), от источников месторождения Дунга составляет 1052.7287 тонн загрязняющих веществ, в том числе:

- твердых веществ - 8.7159 тонн;
- газообразных веществ - 1044.0128 тонн.

Результаты расчетов рассеивания приземных концентраций, создаваемых источниками по всем ингредиентам, показывают, что максимальная концентрация в приземном слое на границах жилой зоны и санитарно-защитной зоны не превышают ПДК, следовательно, расчетные значения выбросов загрязняющих веществ, можно принять в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (НДВ) для объектов месторождения Дунга.

Общее количество выбросов на нормируемый период (II полугодие 2022 год), от источников услуг и работ необходимых для текущей деятельности предприятия (по РООС к анмечаемой деятельности) составляет 70.8819 тонн загрязняющих веществ, в том числе:

- твердых веществ - 6.6164 тонн;
- газообразных веществ - 64.2654 тонн.

Выбросы, предлагаемые в качестве нормативов НДВ по каждому источнику и ингредиенту для объектов месторождения Дунга на 2-ое полугодие 2022 г., представлены в таблице 3.6-3.9.

3.4. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ.

В период эксплуатации объектов оператора основными мероприятиями, направленными на снижение выбросов вредных веществ, а также на предупреждение и предотвращение выделений вредных и взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются мероприятия:

- Производственный мониторинг за состоянием атмосферного воздуха
- Калибровка и поверка дыхательных клапанов
- Модернизация установки для улавливания паров
- Технический осмотр автотранспортных средств (включая визуальный осмотр на содержание сажи в выхлопных газах)
- Контроль за техническим состоянием защитных устройств и систем автоматического управления и регулирования, а также иных технических средств, предупреждающих возникновение и развитие аварийных ситуации при нарушении технологических параметров процесса
- Техническое обслуживание электрохимической катодной защитой металлических конструкций (трубопроводы, емкости и резервуары) для поддержания рабочего состояния.
- Подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование
- Утилизация газа на месторождении с использованием его в качестве топлива на нужды собственных печей подогрева нефти, для выработки электроэнергии, на закачку в пласт, на подготовку и продажу через магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ показал, что по всем ингредиентам на границе ЖЗ, СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха.

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

Согласно проведенному расчету рассеивания на предприятии не наблюдается превышения

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

предельно допустимых выбросов вредных веществ, в связи, с чем дополнительного внедрения малоотходной технологии, перепрофилирования или сокращения объема производства не требуется.

3.6. Уточнение границ области воздействия объекта

В соответствии с Методикой определения нормативов эмиссий в окружающую среду, (утв. Приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года No 63) при нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

Областью воздействия является территория, подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества.

Согласно п. 28 Методики, 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.

Граница санитарно-защитной зоны - линия, ограничивающая территорию санитарно-защитной зоны или максимальную из плановых проекций пространства, за пределами которых факторы воздействия не превышают установленные гигиенические нормативы. Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Таким образом, до введения ЭНК санитарно-защитная зона (СЗЗ) по своему назначению является областью воздействия.

В период 2022-2023 годах оператором планируется разработка проекта озеленения и начало работы по посадке зеленых насаждений на границе СЗЗ. В настоящее время заключается договор на разработку проекта озеленения СЗЗ месторождения Дунга.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (No ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 г.), Приложение 1, п.11.3: «Производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 до 1 тонны в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов», размер СЗЗ устанавливается - 1000 метров. При расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере от объектов месторождений, размер санитарно-защитной зоны месторождения Дунга был принят 1000 м. В границы санитарно-защитной зоны жилая застройка не попадает.

Также были учтены контрольные точки на СЗЗ и одна точка на ближайшей жилой зоне (с. Саина Шапагатова) расположенной на расстоянии 14 км от месторождения с южной стороны.

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере на границе ССЗ не превышает ПДК, следовательно, принятый размер санитарно-защитной зоны остается на прежнем уровне, и не требует уточнения и корректировки. По результатам расчетов рассеивания максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосферу на границе нормативной СЗЗ предприятий не превышают критериев качества воздуха для населенных мест.

Граница области воздействия на атмосферный воздух определялась как проекция замкнутой линии, ограничивающая область, за границей которой соблюдаются гигиенические нормативы (до утверждения ЭНК). Граница области воздействия находится в пределах установленной СЗЗ.Граница установленной СЗЗ и область воздействия нанесены на карту-схему и представлены в приложении 13.

3.8. Контроль за соблюдением нормативов предельно допустимых выбросов

Согласно ЭК РК No400-VI от 2 января 2021 года, статья 182, п.1 операторы объектов I и II категории обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Производственный контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов подразделяются на 2 вида:

- контроль непосредственно на источниках;

- контроль за содержанием вредных веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны и в контрольных точках.

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

Для организации контроля за соблюдением нормативов выбросов определяются категории источников в разрезе каждого вредного вещества, т.е категория устанавливается для сочетания «источник - вредное вещество» для каждого источника и каждого выбрасываемого им загрязняющего вещества. Все источники, выбрасывающие загрязняющее вещество, подлежащее контролю, делятся на 2 категории. К первой категории относятся источники, для которых при См / ПДК > 0,5 выполняются равенства:

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

М/ПДК>0,01 при Н>10 м
М/ПДК>0,10 при Н<10 м
Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение атмосферного воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.
Ко второй категории относятся более мелкие источники выбросов, которые могут контролироваться эпизодически. Исходя из определенной категории сочетания «источник - вредное вещество», устанавливается следующая периодичность контроля за соблюдением нормативов НДВ:
- I категория - 1 раз в квартал;
- II категория - 2 раза в год;
- III категория - 1 раз в год;
- IV категория - 1 раз в 5 лет.
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).
План-график контроля за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов и на контрольных точках с указанием методов контроля представлен в таблице 3.10.

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)
(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;)

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)

11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)	нет необходимости	нет необходимости	нет необходимости
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)	нет необходимости	нет необходимости	нет необходимости
III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)	нет необходимости	нет необходимости	нет необходимости
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)	нет необходимости	нет необходимости	нет необходимости

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

(нысанның, шаруашылық жүргізуші субъектінің (керек-жарақ) пайдалануға берілетін немесе қайта жаңартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық атауы)
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии с пунктом 8 статьи 62 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»).

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министерства национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 237

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай
сай (соответствует)

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстің негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының міндетті күші бар.
На основании Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

«Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Маңғыстау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті Түпқараған аудандық санитариялық-эпидемиологиялық бақылау басқармасы» республикалық мемлекеттік мекемесі Түпқараған ауданы, Форт-Шевченко қ., көшесі Нұрсұлтан Оңғалбайұлы, № 7 үй
Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)
Республиканское государственное учреждение «Тупкараганское районное Управление санитарно-эпидемиологического контроля Департамента санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан»
Тупкараганский район, г.Форт-Шевченко, улица Нурсултан Онгалбайулы, дом № 7
(Главный государственный санитарный врач (заместитель))
Костурлиева Асем Ералиевна
тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)

Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Данные по фоновым концентрациям, климатическим характеристикам, письмо об отсутствии в районе расположения объекта, отсутствие прогнозов НМУ

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК
ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

РГП «КАЗГИДРОМЕТ»
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

25.08.2022

1. Город – **Актау**
2. Адрес – **Казахстан, Мангистауская область, Тупкараганский район**
4. Организация, запрашивающая фон – **ТОО ENVIRS Consulting**
5. Объект, для которого устанавливается фон – **Филиал Компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан**
6. Разрабатываемый проект – **Проект «Нормативов допустимых выбросов от объектов месторождения Дунга на 2023 г.»**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид, Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород, Углеводороды**

Значения существующих фоновых концентраций

Номер поста	Примесь	Концентрация Сф - мг/м^3				
		Штиль 0-2 м/сек	Скорость ветра (3 - U*) м/сек			
			север	восток	юг	запад
Актау	Азота диоксид	0.037	0.031	0.038	0.04	0.035
	Взвеш.в-ва	0.31	0.265	0.268	0.269	0.255
	Диоксид серы	0.043	0.025	0.024	0.026	0.026
	Углерода оксид	1.126	1.081	1.043	0.989	1.06
	Азота оксид	0.016	0.015	0.015	0.016	0.015
	Сероводород	0.007	0.01	0.011	0.01	0.01

Вышеуказанные фоновые концентрации рассчитаны на основании данных наблюдений за 2017-2021 годы.

КАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ «ҚАЗГИДРОМЕТ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫНЫНЫҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

130000, Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау қаласы, Қазыбаева №1, ғ/ж №8
Телефакс: 8(7292) 33 24 87
e-mail: info_mng@meteo.kz

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ «КАЗГИДРОМЕТ» МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, город Актау, Казыбаева №1, з/д №8
Телефакс: 8(7292) 33 24 87
e-mail: info_mng@meteo.kz

30-03/514
76DB4654DE134AF7
25.08.2022

Генеральному директору
ТОО «ENVIRS Consulting»
Глазунову А.В.

Филиал РГП «Казгидромет» по Мангистауской области согласно Вашего запроса №47/22 от 22.08.2022 года, предоставляет метеорологическую информацию по данным ГМС Актау за период 2017-2021 гг .

ГМС Актау	2017	2018	2019	2020	2021
Максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, °С	41,4 август	40,5 июль	40,6 июль	42,1 июнь	42,8 август
Минимальная температура воздуха самого холодного месяца, °С	-13,5 февраль	-13,7 январь	-7,9 февраль	-12,4 февраль	-16,2 февраль
Средняя скорость ветра за год, м/с	3,8	3,9	3,5	3,8	3,9
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	9				

***Примечание*:** прогноз НМУ на 2023 год отсутствует.

Приложение – 3 л.

И.о. директора **Сарсенбаев Н.С.**

https://seddoc.kazhydromet.kz/dINnuP

Издатель ЭЦП - ҰЛТТЫҚ КУӘЛАНДЫРУШЫ ОРТАЛЫҚ (GOST), САРСЕНБАЕВ НУРЛАН, ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

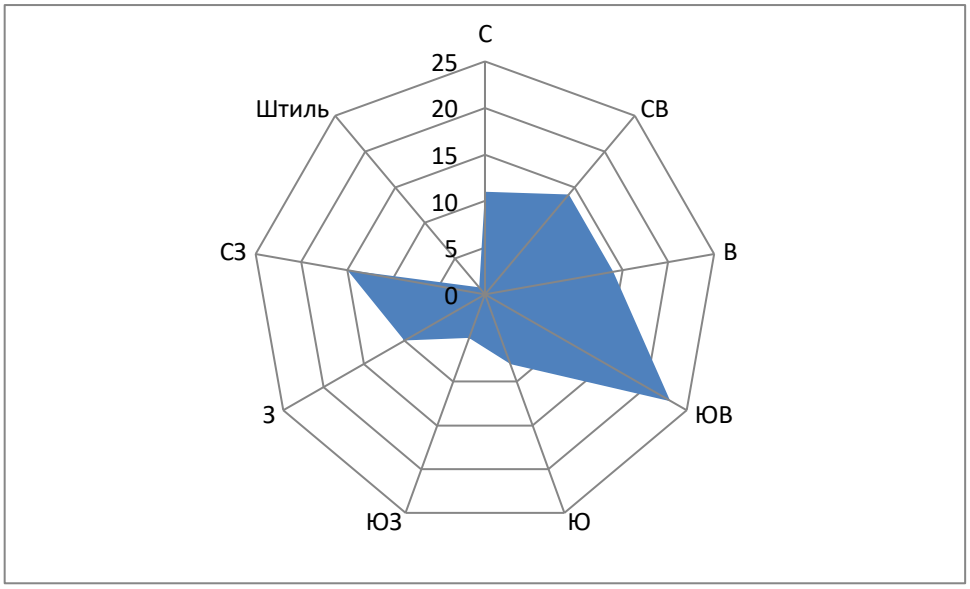
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ "КАЗГИДРОМЕТ" МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ, BIN120841018685

Исп.:Джарылгапова А.
Тел.: 8/7292/303034

Приложение к письму №30-03/ от 25.08.2022г.

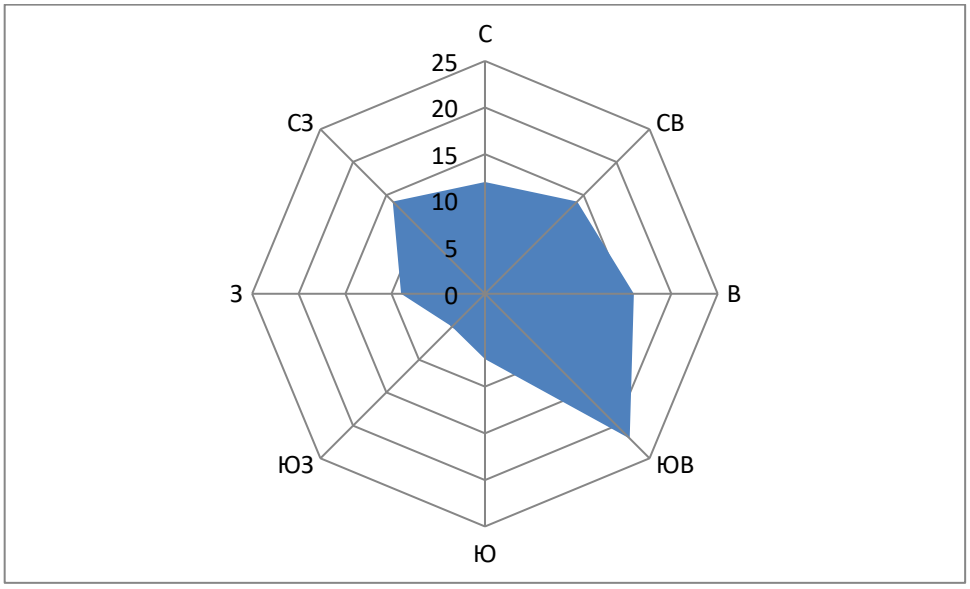
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Актау за 2017 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
11	14	14	23	8	5	10	15	1



Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Актау за 2018 год, %

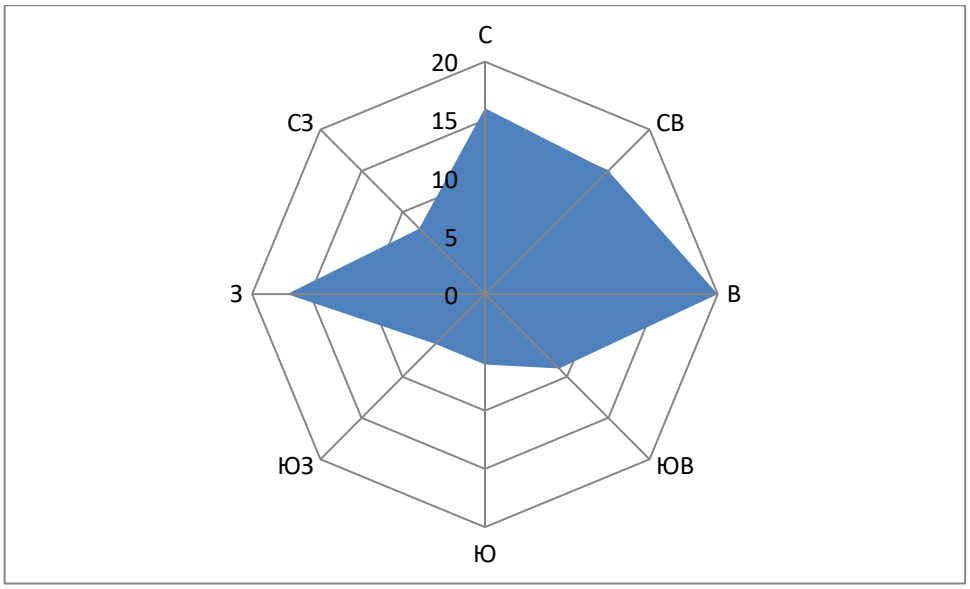
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	14	16	22	7	5	9	14	2



Приложение к письму №30-03/ от 25.08.2022г.

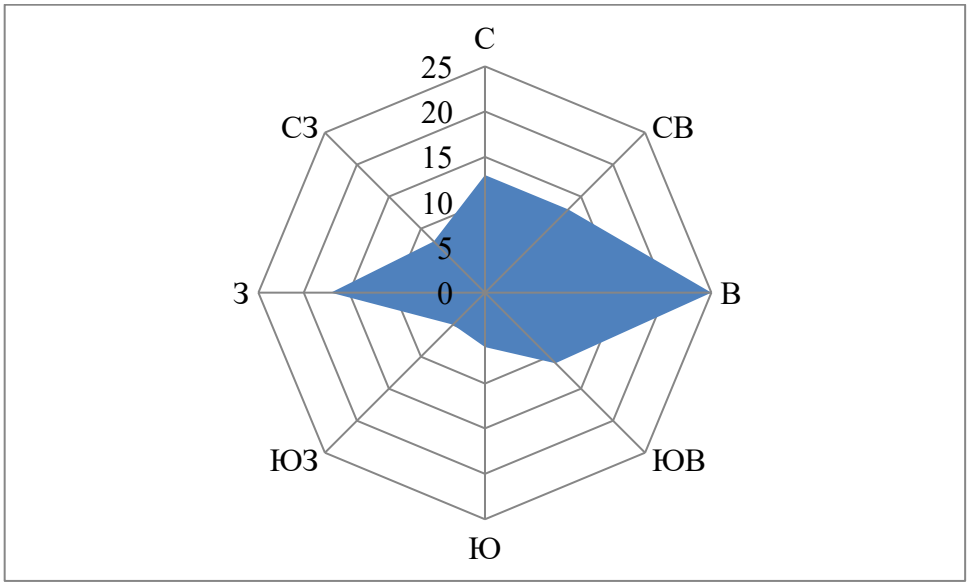
Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Актау за 2019 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
16	15	20	9	6	6	17	8	3



Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Актау за 2020 год, %

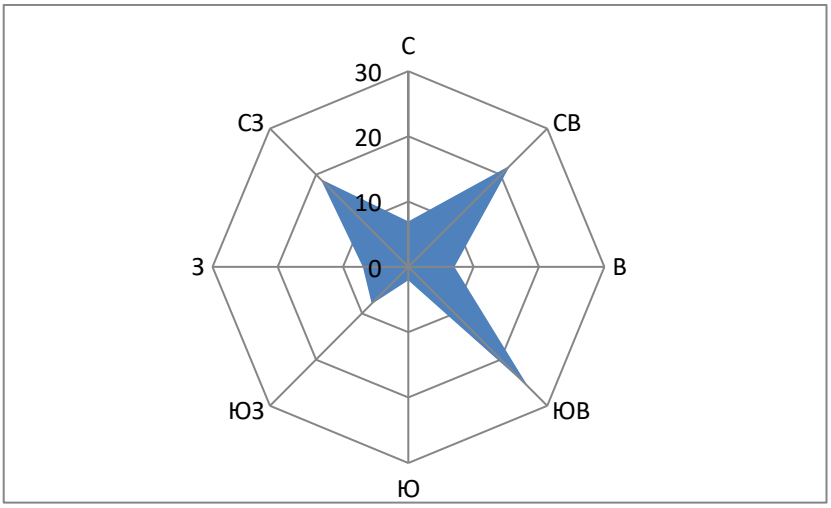
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
13	13	25	11	6	5	17	8	2



Приложение к письму №30-03/ от 25.08.2022г.

Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Актау за 2021 год, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
7	22	7	26	2	8	7	19	2



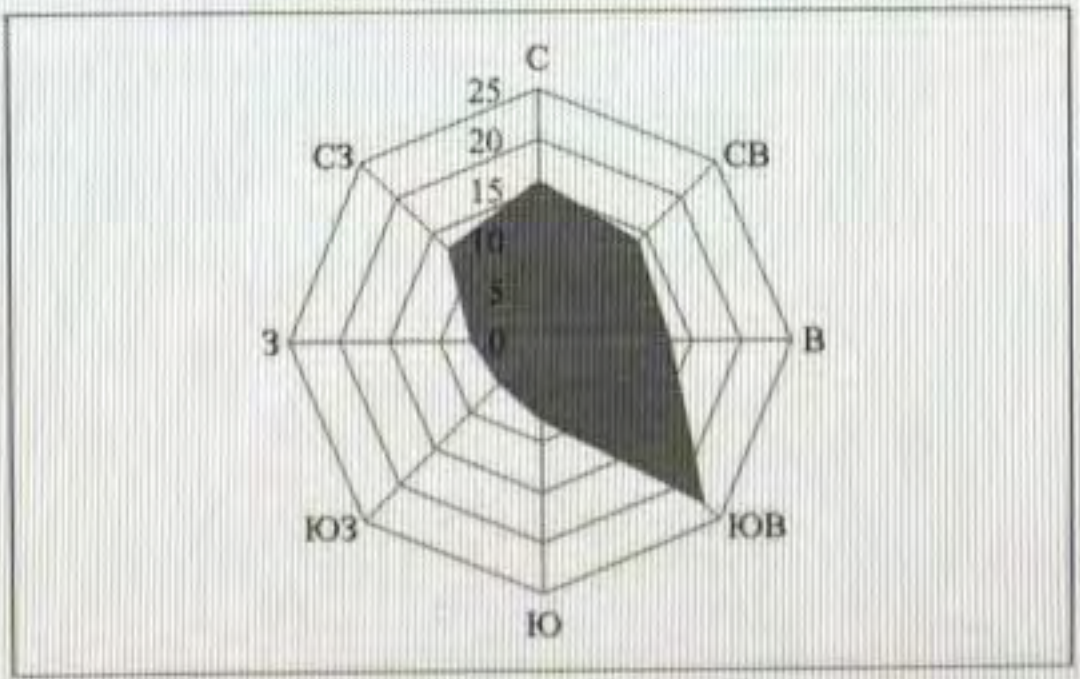
Исп.: Джарылгапова А.
Тел.: 8 /7292/ 303034

Год	Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца за 2016-2020гг., °С (июль)	Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца за 2016-2020 гг. , °С (январь)	Средняя температура воздуха за 2016-2020 гг., °С
2016-2020	31,2	-1,6	13,3

Год	Средняя скорость ветра за 2016-2020 год, м/с	Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%, м/с
2016-2020	4,4	14

Повторяемость направлений ветра и штилей по 8 румбам (роза ветров) по ГМС Форт-Шевченко за 2016-2020 гг., %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
16	14	13	23	8	6	7	13	1



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ «ҚАЗГИДРОМЕТ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ «КАЗГИДРОМЕТ» МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО МАНҒИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

130001, Қазақстан Республикасы
Маңғыстау облысы, Ақтау қаласы
Қазпошта №1, а/ж №8
тел./факс 8 /7292/ 332487
e-mail: info_mng@meteo.kz

130001, Республика Казахстан,
Мангистауская область, город Актау
Казпочта №1, а/я №8
тел./факс 8 /7292/ 332487
e-mail: info_mng@meteo.kz

№ 30-02/575
30.11.21

Генеральному директору
ТОО «ENVIRS Consulting»
Глазунову А.В

В ответ на Ваш запрос от 25 ноября 2021г за исх. №98/21, филиал РГП «Казгидромет» по Мангистауской области сообщает Вам, что прогноз о неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) представляется только по городу Актау. Дополнительно сообщаем, что бюллетени о прогнозе НМУ ежедневно размещаются на сайте РГП «Казгидромет» www.kazhydromet.kz в свободном доступе.

И.о директор **Н.С.Сарсенбаев.**

Исполнитель: Догарова Г.Е.
Тел: 8/7292/330962

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Данные по качеству нефти, топливного газа, сырого газа, дизельного топлива

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 26 от 24.01.2022

Пункт приема - сдачи нефти ПСП 200 КМ (ПСП ДУНГА)
Лаборатория предприятия Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ"
№ узла учета МАЕРСК ОЙЛ КАЗАХСТАН ГМБХ
№ резервуара
№ маршрута
№ накладной автоцистерны
Наименование танкера (при необходимости)
Дата и время отбора пробы 23.01.2022 22:50 - 24.01.2022 11:55

№	Наименование показателя	Результат испытаний	Метод испытаний
1.	Температура нефти, °С	46,0	
2.	Давление нефти, МПа	1,04	
3.	Плотность нефти при условиях измерения и давлении, кг/м³	786,1	СТ РК 2.153
4.	Плотность нефти при температуре 20 °С, кг/м³	805,8	СТ РК 2.153
5.	Плотность нефти при температуре 15 °С, кг/м³	809,6	СТ РК 2.153
6.	Массовое содержание серы, %	0,03	СТ РК АСТМ Д 4294
7.	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.)	48,3 (362,3)	ASTM D 6377
8.	Массовое содержание воды, %	0,03	ГОСТ 2477
9.	Концентрация хлористых солей, мг/дм³	25,2	ГОСТ 21534
10.	Массовое содержание хлористых солей, %	0,0032	ГОСТ 21534
11.	Массовое содержание механических примесей, %	0,0020	ГОСТ 6370
12.	Суммарное массовое содержание балласта, %	0,0352	СТ РК 1474
13.	Содержание хлорорганических соединений, млн$^{-1}$(ppm)	0,00	ГОСТ Р 52247
14.	Массовое содержание парафина, %	10,3	ГОСТ 11851
15.	Температура потери текучести нефти (застывания), °С	25 (22)	СТ РК АСТМ Д 5853
16.	Выход фракций, %: при температуре до 200 °С при температуре до 300 °С	 27,0 47,0	ГОСТ 2177
17.	Массовое содержание сероводорода, млн$^{-1}$(ppm)	0,0	ГОСТ 33690
18.	Массовое содержание метил - и этилмеркаптанов, млн$^{-1}$(ppm)	0,0	ГОСТ 33690
19.	Кинематическая вязкость, мм²/с (сСт) при температуре 50,0 °С	3.48	СТ РК АСТМ Д 445

Обозначение нефти 1.1.1.0 СТ РК 1347-2005

Представитель сдающей стороны

Тоталь Е энд П Дунга Гмбх	лаборант
Предприятие	Должность
Морозова И.	
Ф.И.О.	Подпись

Представитель принимающей стороны

МНУ АО "КазТрансОйл"	оператор товарный
Предприятие	Должность
Пак В	
Ф.И.О.	Подпись

KZ.T.13.1064
TESTING

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор,
д-р техн. наук

О.С. Герштанский
«_____» _____ 2022 г.

Отчет об испытании № 2/22 от 24.02.2022 г.

Исследование на компонентный состав и физические свойства газа, отобранного с сепаратора первой ступени V-211 месторождения Дунга

Направление: Лаборатория исследования пластовой нефти

Аттестат аккредитации KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 года

Наименование и адрес лаборатории: АО «НИПИнефтегаз», НИЛЦ, 130000, Республика Казахстан, г. Актау, 8 мкр. здание 38 «а», телефон +7 (7292) 600-208 доб. 262, факс: +7 (7292) 600-208 доб. 281;

Наименование и адрес заказчика: Филиал «Total E&P Dunga GmbH», 130000, Республика Казахстан, г. Актау, Бизнес-Центр «Елес», 9А мкр., здание № 4, тел.: +7 (7292) 571701.

Отбор проб произведен: представителем АО «НИПИнефтегаз»,

Идентификационный код образца, выданный заказчиком: нет.

Внутренний идентификационный код образцов: Г-24/22

Место отбора образца: сепаратор первой ступени V-211

Дата отбора образца: 22.02.2022 г.

Объем пробы: 500 мл

Вид тары: пробоотборник Swagelok

Дата поступления образца в лабораторию: 22.02.2022 г.

Описание образца: попутный газ

Требование к отбору образцов: герметичность, наличие акта выполненных работ с указанием первоначальных данных объекта исследования

Параметры окружающей среды: температура 21,8°С, барометрическое давление 102,8 кПа, относительная влажность 55 %.

Дата выдачи результатов: 24.02.2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА, ОТОБРАННОГО С СЕПАРАТОРА ПЕРВОЙ СТУПЕНИ V-211 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА

На основании Договора № 8500007500 от 17.07.2019г. с «Total E@P Dunga Gmbh» проба газа отобрана 22.02.2022 г. с сепаратора первой ступени V-211 м. Дунга представителем АО «НИПИнефтегаз» согласно СТ РК ИСО 10715-2004, ГОСТ 31370-2008. При проведении полевых работ для определения влагосодержания в U-образных трубках визуально наблюдалось выделение конденсата. Проба поступила 22.02.2022 г. в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» в направление исследования пластовой нефти.

Сероводород и меркаптаны определены по СТ РК 1320-2009 «Газ природный. Определение содержания соединений серы с использованием газовой хроматографии» на хроматографе «Кристалл – 5000.2».

Компонентный состав газа определен на хроматографе «Кристалл – 5000.2» согласно ГОСТ 31371.7-2020 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности» (табл. 1).

Влажность газа - согласно Методических указаний по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива, утвержденных Министерством индустрии и новых технологий РК, Приложение Е - Методика определения влажности газа (Приказ № 106 от 19.11.2012 г.). Точка росы по влаге и углеводородам определены расчетным методом согласно СТ АО 970940000588-41-2020 «Газ природный. Определение точки росы по влаге и углеводородам».

Мехпримеси- согласно ГОСТ 22387.4-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения смолы и пыли.

Теплотворная способность и число Воббе определены по ГОСТу 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» (табл. 2).

Таблица 1 – Компонентный состав и свойства газа, отобранного с V-211

Наименование параметра	(P= 0,21 МПа) Г-24/22		
	мол.%	объем.%	масс.%
He	0,001	0,001	0,000
H2	0,003	0,003	0,000
Кислород	0,015	0,015	0,017
Углекислый газ	0,261	0,262	0,405
Азот	1,462	1,476	1,446
Метан	57,061	57,517	32,320
Этан	14,534	14,561	15,430
Пропан	14,505	14,406	22,583
Изо-бутан	3,560	3,491	7,306
Н-бутан	4,774	4,668	9,796

Наименование параметра	(Р= 0,21 МПа) Г-24/22		
	мол.%	объем.%	масс.%
Нео-пентан	0,029	0,028	0,074
Изо-пентан	1,240	1,193	3,158
Н-пентан	1,122	1,071	2,859
Гексан	0,966	0,897	2,940
Гептан	0,439	0,389	1,554
Октан	0,028	0,023	0,114
Сероводород, мг/м^3	отс.		
Метил-этилмеркаптаны, мг/м^3	отс.		
Плотность газа при 20°С, кг/м^3	1,1853		
Относительная плотность по воздуху	0,9841		
Точка росы по воде, °С	плюс 5,77		
Точка росы по углеводородам, °С	плюс 5,36		
Влажность газа, г/м^3	3,27		
Мех. примеси, г/м^3	отс.		

Таблица 2 – Теплота сгорания и число Воббе

Теплота сгорания, при 20°С	Норма по СТ РК 1666-2007	Значение
Высшая, МДж/м^3	не нормируется	60,44
Низшая, МДж/м^3	не менее 31,8	53,24
Высшая, ккал/м^3	не нормируется	14440
Низшая, ккал/м^3	не менее 7600	13190
Число Воббе		
Высшая, МДж/м^3	41,2-54,5	60,93
Низшая, МДж/м^3	-	53,67
Высшая, ккал/м^3	9840-13020	14556
Низшая, ккал/м^3	-	13296

Директор НИЛЦ С.В. Лозовая

Исполнители:

Руководитель направления Л.Л. Алькина

Ведущий специалист А.Д. Дауылбаева

Ведущий специалист Н.К. Нурлыбай

Старщий специалист Н.М. Умирзаков

Старщий специалист А.Т. Аралбаев

Результаты относятся только к образцам, прошедшим испытания.
Отчет об испытаниях не может быть воспроизведен частично без письменного согласия АО «НИПИнефтегаз»

"МұнайгазҒЗЖИ" АҚ
"Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу мен жобалау институты" АҚ

АО "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"
АО "НИПИнефтегаз"

Scientific-Research and Design Institute of Oil and Gas Industry JSC NIPIneftegas JSC

АКТ ОТБОРА ПРОБ

от 22.02 2022 г.

Основание для отбора:	Договор № 85000007500 от 17.07.2019г.
Наименование продукции:	Отбор проб газа и ШФЛУ
Данные об идентификации пробы (при необходимости)	не требуется
Обозначение НД на отбор проб:	ГОСТ 31370-2008, СТ РК ИСО 10715-2004 ГОСТ 14921-78
Место отбора:	м/р Дунга
Условия проведения отбора (если это требуется по НД на отбор проб):	не требуется
Условия окружающей среды (если требуется, а также если условия окружающей среды различные в точках отбора, то условия указываются в таблице для каждой пробы)	не требуется
Условия транспортировки пробы (если это требуется по НД на отбор проб):	не требуется
Используемое оборудование:	Swagelok, газовый счётчик Ritter TG3/5
Отбор произвел (ФИО):	Умирзаков Н.М., Аралбаев А.Т.
План отбора; отклонения от плана (при необходимости):	-

"МұнайгазҒЗЖИ" АҚ
"Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу мен жобалау институты" АҚ

АО "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"
АО "НИПИнефтегаз"

Scientific-Research and Design Institute of Oil and Gas Industry JSC NIPIneftegas JSC

Дата отбора/ время	Точка отбора	Р, Т в точке отбора	Объем проб	Кол-во проб	Примечание
22.02.22	V-211 сепаратор I-ступ.	2,1 бар	500мл	1	влаго - нет мех. - нет
22.0222	V-311 сепаратор II-ступ.	0,3 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет
22.02.22	С-101 осн. компрессор	2,0 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет
22.02.22	С-103 доп. компрессор	0,2 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет
22.02.22	ГКРПУ	16 бар	500мл	1	–
22.02.22	Товарный газ	15 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет

Представитель АО «НИПИнефтегаз»: Умирзаков Н.

Представиль «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»:

ПРИЕМ АКТОВ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОТДЕЛ/OPERATIONS
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДУНГА/DUNGA FIELD
Branch of «Total E&P Dunga GmbH»
ДАТА Ф.И.О. ПОДПИСЬ

KZ.T.13.1064
TESTING

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор,
д-р техн. наук

_____ О.С. Герштанский
«___»_____ 2022 г.

Отчет об испытании № 6/22 от 24.02.2022 г.

Исследование на компонентный состав и физические свойства товарного газа месторождения Дунга

Направление: Лаборатория исследования пластовой нефти

Аттестат аккредитации KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 года

Наименование и адрес лаборатории: АО «НИПИнефтегаз», НИЛЦ, 130000, Республика Казахстан, г. Актау, 8 мкр. здание 38 «а», телефон +7 (7292) 600-208 доб. 262, факс: +7 (7292) 600-208 доб. 281;

Наименование и адрес заказчика: Филиал «Total E&P Dunga GmbH», 130000, Республика Казахстан, г. Актау, Бизнес-Центр «Елес», 9А мкр., здание № 4, тел.: +7 (7292) 571701.

Отбор проб произведен: представителем АО «НИПИнефтегаз»,

Идентификационный код образца, выданный заказчиком: нет.

Внутренний идентификационный код образцов: Г- 28/22

Место отбора образца: газ на экспорт

Дата отбора образца: 22.02.2022 г.

Объем пробы: 500 мл

Вид тары: пробоотборник Swagelok

Дата поступления образца в лабораторию: 22.02.2022 г.

Описание образца: товарный газ

Требование к отбору образцов: герметичность, наличие акта выполненных работ с указанием первоначальных данных объекта исследования

Параметры окружающей среды: температура 21,8°С, барометрическое давление 102,8 кПа, относительная влажность 55 %.

Дата выдачи результатов: 24.02.2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТОВАРНОГО ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДУНГА

На основании Договора № 8500007500 от 17.07.2019г. с «Total E@P Dunga Gmbh» проба товарного газа отобрана 22.02.2022 г. Проба отобрана представителем АО «НИПИнефтегаз» согласно СТ РК ИСО 10715-2004, ГОСТ 31370-2008. При проведении полевых работ для определения влагосодержания в U-образных трубках визуально не наблюдалось выделение конденсата. Проба поступила 22.02.2022 г. в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» в направление исследования пластовой нефти.

Сероводород и меркаптаны определены по СТ РК 1320-2009 «Газ природный. Определение содержания соединений серы с использованием газовой хроматографии» на хроматографе «Кристалл – 5000.2».

Компонентный состав газа определен на хроматографе «Кристалл – 5000.2» согласно ГОСТ 31371.7-2020 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности» (табл. 1).

Влажность газа - согласно Методических указаний по контролю качества твердого, жидкого и газообразного топлива, утвержденных Министерством индустрии и новых технологий РК, Приложение Е - Методика определения влажности газа (Приказ № 106 от 19.11.2012 г.). Точка росы по влаге и углеводородам определены расчетным методом согласно СТ АО 970940000588-41-2020 «Газ природный. Определение точки росы по влаге и углеводородам».

Мехпримеси- согласно ГОСТ 22387.4-77 Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения смолы и пыли.

Теплотворная способность и число Воббе определены по ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» (табл. 2).

Таблица 1 – Компонентный состав и свойства товарного газа

Наименование параметра	(P= 1,5 МПа) Г- 28/21		
	мол.%	объем.%	масс.%
He	0,001	0,001	0,000
H2	0,006	0,006	0,001
Кислород	0,018	0,018	0,025
Углекислый газ	0,275	0,275	0,540
Азот	1,760	1,768	2,200
Метан	70,243	70,474	50,304
Этан	15,436	15,393	20,720
Пропан	9,589	9,479	18,875
Изо-бутан	1,188	1,159	3,081
Н-бутан	1,158	1,127	3,004
Нео-пентан	0,005	0,005	0,016

Наименование параметра	(Р= 1,5 МПа) Г- 28/21		
	мол.%	объем.%	масс.%
Изо-пентан	0,110	0,105	0,353
Н-пентан	0,071	0,067	0,228
Гексан	0,026	0,024	0,100
Гептан	0,061	0,054	0,274
Октан	0,055	0,045	0,279
Сероводород, мг/м^3	2,036		
Метил-этилмеркаптаны, мг/м^3	отс.		
Плотность газа при 20°С, кг/м^3	0,9349		
Относительная плотность по воздуху	0,7762		
Точка росы по воде, °С	плюс 14,00		
Точка росы по углеводородам, °С	плюс 13,07		
Влажность газа, г/м^3	0,80		
Мех. примеси, г/м^3	отс.		

Таблица 2 – Теплота сгорания и число Воббе

Теплота сгорания, при 20°С	Норма по СТ РК 1666-2007	Значение
Высшая, МДж/м^3	не нормируется	48,42
Низшая, МДж/м^3	не менее 31,8	44,03
Высшая, ккал/м^3	не нормируется	11570
Низшая, ккал/м^3	не менее 7600	10520
Число Воббе		
Высшая, МДж/м^3	41,2-54,5	54,96
Низшая, МДж/м^3	-	49,98
Высшая, ккал/м^3	9840-13020	13133
Низшая, ккал/м^3	-	11941

Директор НИЛЦ С.В. Лозовая

Исполнители:

Руководитель направления Л.Л. Алькина

Ведущий специалист А.Д. Дауылбаева

Ведущий специалист Н.К. Нурлыбай

Старщий специалист Н.М. Умирзаков

Старщий специалист А.Т. Аралбаев

Результаты относятся только к образцам, прошедшим испытания.
Отчет об испытаниях не может быть воспроизведен частично без письменного согласия АО «НИПИнефтегаз»

"МұнайгазҒЗЖИ" АҚ
"Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу мен жобалау институты" АҚ

АО "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"
АО "НИПИнефтегаз"

Scientific-Research and Design Institute of Oil and Gas Industry JSC NIPIneftegas JSC

АКТ ОТБОРА ПРОБ

от 22.02 2022 г.

Основание для отбора:	Договор № 85000007500 от 17.07.2019г.
Наименование продукции:	Отбор проб газа и ШФЛУ
Данные об идентификации пробы (при необходимости)	не требуется
Обозначение НД на отбор проб:	ГОСТ 31370-2008, СТ РК ИСО 10715-2004 ГОСТ 14921-78
Место отбора:	м/р Дунга
Условия проведения отбора (если это требуется по НД на отбор проб):	не требуется
Условия окружающей среды (если требуется, а также если условия окружающей среды различные в точках отбора, то условия указываются в таблице для каждой пробы)	не требуется
Условия транспортировки пробы (если это требуется по НД на отбор проб):	не требуется
Используемое оборудование:	Swagelok, газовый счётчик Ritter TG3/5
Отбор произвел (ФИО):	Умирзаков Н.М., Аралбаев А.Т.
План отбора; отклонения от плана (при необходимости):	-

"МұнайгазҒЗЖИ" АҚ
"Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу мен жобалау институты" АҚ

АО "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"
АО "НИПИнефтегаз"

Scientific-Research and Design Institute of Oil and Gas Industry JSC NIPIneftegas JSC

Дата отбора/ время	Точка отбора	P , T в точке отбора	Объем проб	Кол-во проб	Примечание
22.02.22	V-211 сепаратор I-ступ.	2,1 бар	500мл	1	влаго - нет мех. - нет
22.0222	V-311 сепаратор II.ступ.	0,3 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет
22.02.22	С-101 осн. компрессор	2,0 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет
22.02.22	С-103 доп. компрессор	0,2 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет
22.02.22	ГКРПУ	16 бар	500мл	1	-
22.02.22	Товарной газ	15 бар	500мл	1	влаго - есть мех. - нет

Представитель АО «НИПИнефтегаз»: Умирзаков Н.

Представиль «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»:

ПРИЕМ АКТОВ ВЫПОЛНЕННЫХ РАБОТ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОТДЕЛ/OPERATIONS
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДУНГА/DUNGA FIELD
Branch of «Total E&P Dunga GmbH»
ДАТА Ф.И.О. ПОДПИСЬ

Отчет от *29.06.2021 г.*

Свидетельство об оценке состояния измерений № 01 от 14.12.2016 г.

Химической лабораторией месторождения «Дунга» ежемесячно проводятся испытания фракционного состава нефти, на точечных пробах отобранных из товарных резервуаров.

Результаты испытаний по показателю «Температура начала кипения нефти», с указанием нормативного документа приведены в таблице.

№ п/п	Наименование показателей	Метод испытания (НД)	Ед. измерения	Полученный результат
1	Фракционный состав. Температура начала кипения, °С			
	17.01.2021	ГОСТ 2177 (метод Б	°С	45
	16.02.2021			41
	16.03.2021			44
	16.04.2021			45
	16.05.2021			46
	16.06.2021			44
	Среднее значение			**44**

Начальник лаборатории: _____ Фомина Л.

ONLINE CONTRACT

Нефтепродукты производства АО "ТАИФ-НК" на электронной торговой площадке ONLINECONTRACT
www.onlinecontract.ru

ТАИФ-НК

АО "ТАИФ-НК"

Юридический адрес: 423574, РФ, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, зд.45, оф. 108, место производства: г. Нижнекамск, промышленная зона
Телефон отдела реализации (8555) 38-16-11, 38-16-12, факс: (8555) 38-17-17, E-mail: referent2@tailnk.ru

Паспорт продукции № 39188

Дизельное топливо ЕВРО, зимнее, класс 2, экологического класса К5 марки ДТ-З-К5 ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) с изм. № 1

Код ОКПД2: 19.20.21.325
Номер партии: 77
Дата изготовления: 05.02.2021
Дата отбора пробы: 05.02.2021
Место отбора пробы: FB-3001A
Номер резервуара: FB-3001A
Уровень наполнения, м: 6,500
Размер партии (масса), т: 2 826,95
Дата проведения испытаний: 05.02.2021
Дата оформления паспорта: 08.02.2021

EAC

Декларация о соответствии ЕАЭС № RU Д-RU.АИ17.В.02008/20, срок действия по 15.10.2023 г.

Продукция изготовлена под контролем системы менеджмента качества ISO 9001:2015.
Сертификат BVC № RU003117, срок действия до 06.03.2023 г.

№ п/п	Наименование показателя	Нормы по ТР ТС 013/2011	Нормы по ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) с изм. № 1	Фактически	Метод испытания
1	Цетановое число, не менее	47	46,0	49,0	ГОСТ 32508
2	Цетановый индекс, не менее		46,0	50,3	ASTM D 4737
3	Плотность при 15 °С, кг/м³		800,0 - 840,0	811,3	ASTM D 4052
4	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %, не более	8	8,0	1,1	ГОСТ EN 12916
5	Массовая доля серы, мг/кг, не более, для топлива К5	10	10,0	5,0	ГОСТ ISO 20884
6	Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	30	40	68,0	ГОСТ 6356
7	Коксуемость 10 %-ного остатка разгонки, % масс., не более		0,3	менее 0,1	ГОСТ 32392
8	Зольность, % масс., не более		0,01	0,004	ГОСТ 1461
9	Массовая доля воды, мг/кг, не более		200	менее 30	ISO 12937
10	Общее загрязнение, мг/кг, не более		24	менее 12	EN 12662
11	Коррозия медной пластинки (3 ч при 50 °С)		Класс 1	класс 1	ГОСТ ISO 2160
12	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м³, не более		25	7	EN ISO 12205
13	Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа (wsd 1,4) при 60 °С, мкм, не более	460	460	319	ГОСТ ISO 12156-1
14	Кинематическая вязкость при 40 °С, мм²/с		1,500 - 4,000	1,673	ГОСТ 33
15	Фракционный состав: до 180 °С перегоняется, % об., не более до 360 °С перегоняется, % об., не менее 95 % (по объему) перегоняется при температуре, °С, не выше	360	10 95	3,2 > 95 288,9	ГОСТ ISO 3405
16	Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	Минус 20	Минус 32	ниже минус 45	ГОСТ EN 116
17	Температура помутнения, °С, не выше		Минус 22	минус 25	ГОСТ 5066

Дополнительные показатели:

Плотность при 20 °С, кг/м³: 807,7
Массовая доля серы, %: 0,00050
Фракционный состав по ASTM D 86:
при температуре 210 °С перегоняется, % (по объему): 30,1
при температуре 250 °С перегоняется, % (по объему): 81,5

Дополнительная информация:

Содержание присадок:

противопенная - до 0,02 % масс.;
депрессорно-диспергирующая - до 0,1 % масс.;
металлосодержащие присадки отсутствуют.;
Топливо изготовлено с применением процесса гидроочистки дизельного топлива

Заключение: Дизельное топливо ЕВРО, зимнее, класс 2, экологического класса К5 марки ДТ-З-К5 соответствует требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" и ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) с изм. № 1
Лаборатория нефтеперерабатывающего завода, 423570, РФ, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, промышленная зона, АО "ТАИФ-НК".

Инженер-химик 2 категории (сменный) (уполномоченное лицо) — Мальцева — Н.С. Мальцева

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАИФ-НК" ДЛЯ ПАСПОРТОВ ПРОДУКЦИИ г. НИЖНЕКАМСК

КОПИЯ ВЕРНА
ОПЕРАТОР ПО ОПД
Ф.И.О. МИХАЙЛОВА Ю.В.
ДАТА: 08.02.2021

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Данные местных органов об отсутствии на месторождении лесных насаждений, скотомогильников, особо охраняемых природных территорий

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ
ЖАНУАРЛАР ДҮНИЕСІ КОМИТЕТІНІҢ

МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСТЫҚ
ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ
ЖАНУАРЛАР ДҮНИЕСІ
АУМАҚТЫҚ ИНСПЕКЦИЯСЫ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, 130000
Ақтау қаласы, 29 «А» шағын ауданы,
Бизнес орталығы «Ақерке» №43 ғимарат
телефон: 8 (7292) 33-32-90, 33-41-05, факс: 33-10-37
E-mail: mangistau.leshoz@mail.ru

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТНАЯ
ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ
ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И
ЖИВОТНОГО МИРА

КОМИТЕТА ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ЖИВОТНОГО МИРА
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Республика Казакстан, Мангистауская область, 130000
город Актау, 29 «А» микрорайон,
Бизнес центр «Акерке» здание №43
телефон: 8 (7292) 33-32-90, 33-41-05, факс: 33-10-37
E-mail: mangistau.leshoz@mail.ru

08.06.2021ж. № 02-10/276

филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»
ВХОД № 393
07 ИЮЛ 2021
Подпись

**«Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»
Компаниясының ҚР Ақтау
қаласындағы филиалына**

Сіздің 2021 жылғы 3 маусымдағы №516 хатыңызға

Маңғыстау облыстық орман шаруашылығы және жануарлар дүниесі аумақтық инспекциясы, Түпқараған ауданында орналасқан Доңға кен орны аумағы мемлекеттік орман қоры және ерекше қорғалатын табиғи аумақтар жеріне түспейтіндігін қаперіңізге береді.

Инспекция басшысы **Г.Досатов**

Ергазиева А. тел: 8 7292 34-46-67

Исходящий номер: 01-30/392 от 16.06.2021

МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ
ТҮПҚАРАҒАН АУДАНЫ
ТҮПҚАРАҒАН АУДАНДЫҚ
ТҰРҒЫН ҮЙ- КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҒЫ, ЖОЛАУШЫЛАР
КӨЛІГІ ЖӘНЕ АВТОМОБИЛЬ ЖОЛДАРЫ
БӨЛІМІ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

МАНГИСТАУСКАЯ ОБЛАСТЬ
ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОН
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОННЫЙ
ОТДЕЛ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА, ПАССАЖИРСКОГО
ТРАНСПОРТА И АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ

130500. Форт-Шевченко қаласы
Н.Оңғалбайұлы көшесі №2
Тел.: 22896
«_____» 2021 жс.
jkxtupkaragan@mail.ru

130500.г.Форт-Шевченко
Ул.Н.Оңгалбайулы №2
тел.22896
от «_____2021 г.
jkxtupkaragan@mail.ru

В филиал компания «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»

«Тупкараганский районный отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог», навправляет Вам настоящую справку об отсутствии зеленых насаждений на территории месторождения Дунга.

Б.Жумырбаев

филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»
ВХОД № 392
07 ИЮЛ 2021
Подпись

Ж.Бакытжанова
8 /72938/ 22896
zh.bakytzanova@mangystau.gov.kz

28.10.2019 ЭҚАБЖ МО (7.23.0 нұсқасы)

Подпись файла верна. Документ подписан(а) ЖАНТУАРОВ ДИДАРБЕК БАСЕНОВИЧ

01.09.2021-ғы № 01-09/318
шығыс хаты
«ТҰПҚАРАҒАН АУДАНДЫҚ АУЫЛ ШАРУАШЫЛЫҒЫ БӨЛІМІ» МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ТУПКАРАГАНСКИЙ РАЙОННЫЙ ОТДЕЛ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА»

130500, Казақстан Республикасы, Маңғыстау облысы,
Тұпқараған ауданы, Форт -Шевченко қаласы,
Оңғалбайұлы №1, телефон 8 (72938) 23116
Телефон-факс: 8 (72938) 22862
E-mail: o.bazara.mangystau.gov.kz

130500, Республика Казахстан, Мангистауская область,
Тупкараганский район, город Форт-Шевченко,
ул.Онгалбайулы №1 , телефон 8(72938) 23116
Телефон- факс 8(72938) 22862
E-mail: o.bazara.mangystau.gov.kz

_____№_____

_____

Вхд. № 543
Дата: 09.08.21
Принял: Карабаева

Директору «Total E&P DUNGA GMBH»

Отдел сельского хозяйства Тупкараганского района, рассмотрев ваше письмо № 518 от 18 августа 2021 года сообщает вам об отсутствии скотомогильников на территории месторождения Дунга.

Д.Утебалиев

07.09.2021 ЭҚАБЖ МО (7.23.0 нұсқасы) Электрондық құжаттың көшірмесі.

Исполнитель:М.Нуржауов
+7(72938)22400

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.1

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ50VWF00053481 от 24.11.2021 г.

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ

Қазақстан Республикасы, Маңғыстауоблысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Номер: KZ50VWF00053481
Дата: 24.11.2021

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ"

Заключение
об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Модернизация Центрального Пункта сбора (ЦПС) на месторождении Дунга»

Материалы поступили на рассмотрение: 11.10.2021 г. вх.KZ73RYS00168322

Общие сведения

В рамках модернизации проектируемое оборудование будет расположено на существующем объекте, на эксплуатируемом месторождение Дунга в Мангистауской области.

Краткое описание намечаемой деятельности

Назначение установки подготовки нефти (ЦПС) на месторождении Дунга - первичная переработка и подготовка добытой из скважин нефти и газа для экспорта. Технология ЦПС предполагает сбор добываемой продукции от скважин, сепарацию нефти, отстой и дальнейшую откачку товарной нефти до потребителя. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы, соединяющие устье с блоком входных манифольдов объекта подготовки нефти. Материальное исполнение выкидных линий – стекловолокно, глубина прокладки – ниже глубины промерзания грунта, с оснащением открытых участков теплоизоляцией. Выкидные линии оснащены электроподогревом, что позволяет транспортировать нефть на значительные расстояния без использования печей нагрева нефти с использованием газа в качестве топлива. Технологическая схема ЦПС предусматривает подготовку продукции добывающих скважин для дальнейшей подачи в магистральный нефтепровод «Каламкас-Актау». Подогретый на печах до 45-60°С, нефтяной поток поступает в трехфазный сепаратор на вторую ступень, где процесс сепарации происходит при температуре 60°С и давлении 0,12 МПа. Выделившийся в сепараторе газ направляется на УПГ. Нефть из сепаратора второй ступени откачивается насосами перекачки нефти в резервуарный парк. Товарная нефть с резервуаров подпорными насосами подается на экспортные насосы, которые далее по нефтепроводу, общей протяженностью 18,2 км, транспортируют нефть до магистрального нефтепровода «Каламкас-Актау». Сброс затворного газа от нефтяных

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

резервуаров осуществляется на БКУ, где в вертикальном газовом сепараторе происходит отделение капельной жидкости (конденсат), далее газ поступает на компрессор газа и с давлением компримирования 0,03 МПа направляется на УПГ. Конденсат сбрасывается в дренажную емкость. Предусмотрен сброс с предохранительных клапанов от манифольдов на факельный сепаратор. Выделившийся в сепараторе газ поступает на фак.

Модернизация системы рециркуляции пластовой воды на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области: Проектируемые сооружения связанные с ними системы трубопроводов:

• Установка сепаратора пескоуловителя;
• Установка резервуара для сбора песка;
• Установка рециркуляционных насосов пластовой воды Р-027-0017 А/В;
• Установка дополнительного насоса Р-205С пластовой воды и трубная обвязка;
• Модификация сепараторов первой и второй ступени V-211/311;
• Модификация сепаратора пластовой воды V-602;
• Модификация отстойника пластовой воды V-603.

Врезки в существующие линии Модернизация факельной системы на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области:

• Установка факелов низкого и высокого давления;
• Установка баллонов сжатого воздуха и пропана.

Врезки в существующие линии Модернизация системы газовых компрессоров на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области:

• Установка газовых компрессоров С-042-0001/ С-043-0001/С-044-0001;
• Проектирование впускных и выпускных трубопроводов для подключения новых компрессорных установок к существующей системе, а также всех других необходимых соединений;
• Проектирование Укрытия для компрессоров с обеспечением ручного мостового крана;
• Отключение существующих компрессорных агрегатов С-103 и С-101 и изоляция с помощью глухих фланцев.

Врезки в существующие линии Производительность проектируемых газовых компрессоров:

• Вспомогательный компрессор С-042-0001 - 37.680 нм3/сутки;
• Компрессор топливного газа С-043-0001 - 80.400 нм3/сутки;
• Главный впускной компрессор С-044-0001 - 200.861 нм3/сутки.

Начало строительства - апрель 2022 г. Нормативный срок строительства составляет 12 месяцев. Предположительный срок завершения модернизации апрель 2022 г. - март 2023 г.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Период строительства:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс веществас учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезотриоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,02421	0,09289
0143	Марганец и его соединения /в пересчете		0,01	0,001		2	0,00196	0,00769

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

	на марганца (IV) оксид/ (327)							
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)			0,02		3	0,0000105	0,00000756
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,000019125	0,00001377
0190	Сурьма (III) оксид (533)			0,02		3	0,0000002	1,44E-07
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	0,14126	0,63315
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,0223	0,1006
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,0117	0,054
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,0183	0,081
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0,14032	0,61049
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0014	0,00488
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,00185	0,00599
0616	Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-) (Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)) (322)		0,2			3	0,0125	0,00477
0621	Толуол (558)		0,6			3	0,02789	0,00266
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0000022	0,00000099
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0,1			3	0,00085	0,00032
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0,00125	0,00048
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,01035	0,00395
1240	Этилацетат (674)		0,1			4	0,0034	0,0013
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0025	0,0108

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

140 1	Ацетон (470)		0,35			4	0,00807	0,00308
275	Углеводороды		1			4	0,102	0,2987
4	предельные С12-С19 (в							
	пересчете на С) (10)							
290	Взвешенные частицы		0,5	0,15		3	0,00196	0,00075
2	(116)							
290	Пыль неорганическая,		0,3	0,1		3	0,92379	2,98708
8	содержащая двуокись							
	кремния в %: 70-20							
	(шамот, цемент, пыль							
	цементного							
	производства - глина,							
	глинистый сланец,							
	доменный шлак, песок,							
	клинкер, зола,							
	кремнезем, зола углей							
	казахстанских							
	месторождений) (494)							
290	Пыль неорганическая,		0,5	0,15		3	0,345	0,39949
9	содержащая двуокись							
	кремния в %: менее 20							
	(доломит, пыль							
	цементного							
	производства -							
	известняк, мел, огарки,							
	сырьевая смесь, пыль							
	вращающихся печей,							
	боксит) (495*)							
	В С Е Г О :						**1,80289**	**5,30409 25**

Период эксплуатации:

Код ЗВ	Наименование загрязняющег о вещества	ЭНК, мг/м 3	ПДКм.р , мг/м3	ПДКс.с. , мг/м3	ОБУВ, мг/м 3	Класс опасност и	Выброс веществас учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
041 5	Смесь углеводородо в предельных С1-С5 (1502*)				50		0,045167 5	1,4243555 7
041 6	Смесь углеводородо в предельных С6-С10 (1503*)				30		0,005347 7	0,0626012 8
275 4	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводород		1			4	0,0431	1,36

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

	ы предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)							
	В С Е Г О :						**0,0936152**	**2,84695685**

Источником водозабора технической воды являются ближайшие источники, где предусматриваются системы централизованного водопровода технической воды. Питьевая вода бутилированная. Потребность в воде для обеспечения жизнедеятельности персонала при проживании в действующих вахтовых поселка не учитывается, так как помещения для проживания строительного персонала являются арендными. Качества необходимой воды в рамках модернизации водопользование осуществляется на питьевые и производственные (гидроиспытания, пылеподавление) нужды на платной основе по договорам. Модернизация системы рециркуляции пластовой воды на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области: на хозяйственно-питьевые нужды 970,9 куб.м/период и на производственные нужды 4517 куб.м /период. Модернизация факельной системы на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области:на хозяйственно-питьевые нужды 970,9 куб.м/период и на производственные нужды 4517 куб.м /период. Модернизация системы газовых компрессоров на ЦПС месторождения Дунга в Мангистауской области: на хозяйственно-питьевые нужды 970,9 куб.м/период и на производственные нужды 4517 куб.м /период. Операций, для которых планируется использование водных ресурсов: хозяйственно-питьевые нужды, гидроиспытания и пылеподавление.

На период эксплуатации бытовые отходы не образуются, т.к. обслуживание проектируемого оборудования осуществляется персоналом ЦПС. В результате эксплуатации модернизированной факельной системы на ЦПС производственные отходы не образуются.

На месторождении не предусматривается использования растительных ресурсов, компенсационных посадок, вырубки и переноса зеленых насаждений. Зеленые насаждения подлежащие сносу для организации строительства проектируемых объектов отсутствуют.

Предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования объекты животного мира в рамках модернизации не используются.

Годовое число часов использования максимума нагрузки 33000. Потребляемая электроэнергия в год,тыс. кВт*ч 933. Объем добычи 817-836 тонн в сутки по нефти и 70625 м3/день по газу. Объем сжигаемого сырого газа, в соответствии с разрешением на сжигание сырого газа. Расход электроэнергии на эксплуатацию оборудования: от существующих электроподстанций на месторождении Дунга, потребляемая электроэнергия в год,тыс. кВт*ч 862.4. Тепловая энергия: в год,тыс. кВт*ч 54. Годовое число часов использования максимума нагрузки 4500.

Воздействие в период модернизации на окружающую среду будет незначительным, особенно, учитывая кратковременный характер работ.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий: В целях снижения выбросов пыли при проведении земляных работ при необходимости планируется пылеподавление. С целью минимизации возможных негативных последствий антропогенного влияния на животный и растительный мир необходимо избегать: беспорядочного передвижения автотранспорта по естественным ландшафтным разностям; использование автотранспорта в ночное время. Строгое соблюдение принятых технологий работ сведет к минимуму вероятность возникновения аварий, связанных с техногенными факторами.

Намечаемая деятельность: «Модернизация Центрального Пункта сбора (ЦПС) на месторождении Дунга», относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к

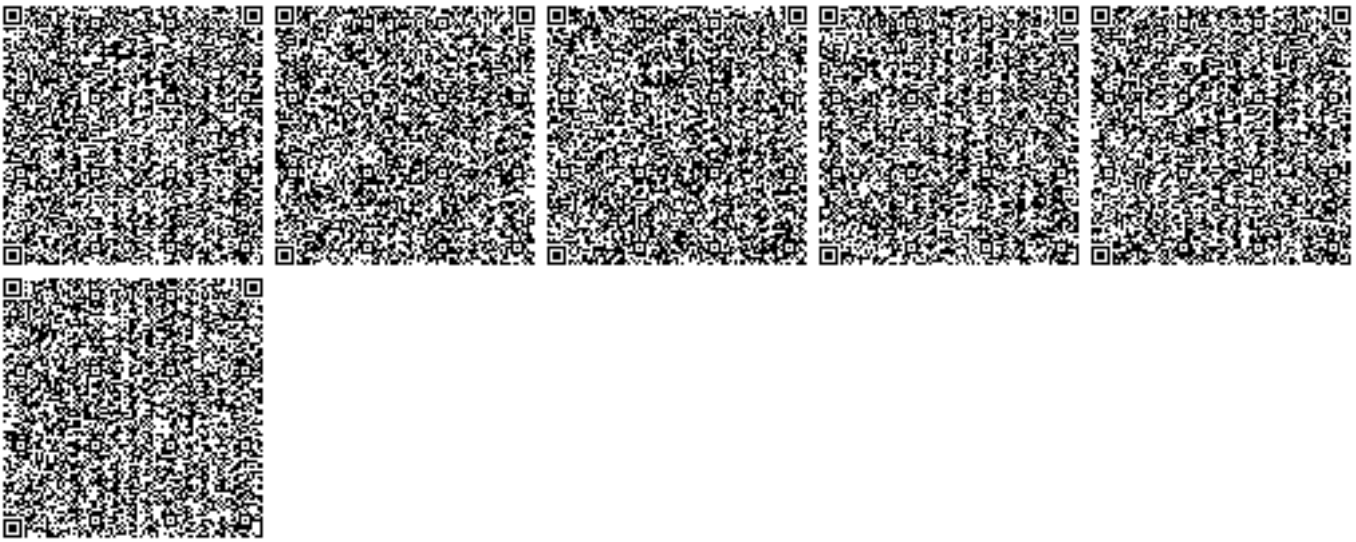
Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

И.о. руководителя департамента Хансейтов Сағдат Батырбекұлы



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.2

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ22VWF00054276 от 03.12.2021 г.

Номер: KZ22VWF00054276
Дата: 03.12.2021

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстауоблысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ"

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Строительство нового нефтепровода 8" и кабеля ВОЛС от ЦПС до КУУН на месторождении Дунга Мангистауской области»

Материалы поступили на рассмотрение: 19.10.2021 г. вх.KZ81RYS00172155

Общие сведения

Район строительства находится на месторождении Дунга и расположен на территории Западного Казахстана, в Тупкараганском районе Мангистауской области в 52 км к северо-востоку от г.Актау.

Краткое описание намечаемой деятельности

Месторождение Дунга - действующее нефтегазодобывающее месторождение. В настоящее время на объектах осуществляется подготовка примерно 16000-17500 баррелей нефти в сутки. Проектируемый нефтепровод 8" (□226.1 х 21 мм) от площадки арматурного узла на ЦПС до узла подключения в КУУН выполнены из гибких полиэтиленовых труб армированных из стали MXL 8'' HT по API 17J от компании Flexsteel, с расчетным давлением 1500 psi (10.3 МПа), допустимая расчетная температура стенки до 85°C (185°F). Прокладка подземная, ниже глубины промерзания грунта, не менее 1.3 м от верха трубы до поверхности земли. Материал соединительных деталей, концевых (фланцевых) соединений – нержавеющая сталь 316LSS. Прокладка проектируемых линейных объектов (нефтепровод и оптоволоконная линия связи (кабель ВОЛС)) от ЦПС до КУУН будет выполнена в одном коридоре параллельно, на расстоянии 8,0 м от существующего нефтепровода диаметром 6". Кабель ВОЛС будет проложен в одной траншее на расстоянии 1.2 м от оси проектируемого нефтепровода. Поверхность по трассе проектируемого нефтепровода 8" покрыта полупустынной растительностью. Длина трассы – 18000 м. Диаметр трубы - 8"дюймов. Характеристика продукции месторождения Товарная нефть по своим свойствам особо легкая, маловязкая, малосернистая, высокопарафинистая, с высокой температурой застывания, не содержащая сероводорода и

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

меркаптановой серы. Плотность при нормальных условиях – 810 кг/м3, динамическая вязкость при нормальных условиях – 6.794 мПа*с, кинематическая вязкость при нормальных условиях – 8.409*10^(-6) м2/с.

Согласно Техническому заданию на выполнение работ проектными решениями предусматривается:

• подключение нового нефтепровода к существующему трубопроводу на расширяемой площадке Камеры запуска скребка (ЦПС);

• размещение нового арматурного узла на территории ЦПС;

• прокладка нового нефтепровода под землей параллельно существующему трубопроводу на расстоянии не менее 8.0 м;

• подключение нового нефтепровода к существующему трубопроводу перед врезкой в трубопровод КТО на расширяемой площадке Камеры приема скребка расположенный на КУУН.

Сроки строительства запланированы с июня 2022 года по декабрь 2023 года (включительно). Общая продолжительность строительства составит 19 месяцев. Начало эксплуатации проектируемых объектов с 2024 года. Срок эксплуатации проектируемых объектов – 20 лет.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Нормативные объемы выбросов при строительстве составит: 73,73944918 т/период (15,4619908 г/с), из них: железо оксиды (3 кл.оп) - 0,024663 т/период (0,07484 г/с), марганец и его соединения (2 кл.оп) - 0,001178 т/период (0,00125 г/с), хром оксид (1 кл.оп) - 0,00025 т/период (0,00139 г/с), азота диоксид (2 кл.оп) - 0,488586 т/период (0,20128 г/с), азот оксид (3 кл.оп) - 0,078715 т/период (0,03035 г/с), углерод (сажа,) (3 кл.оп) - 0,042244 т/период (0,01587 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) - 0,063366 т/период (0,02493 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) - 0,4423622 т/период (0,1972004 г/с), фтористые соединения (2 кл.оп) - 0,00096 т/период (0,00102 г/с), фториды неорганические (2 кл.оп) - 0,004224 т/период (0,00449 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) - 0,05256 т/период (0,13087 г/с), метилбензол (3 кл.оп) - 0,53826 т/период (1,34016 г/с), бензапирен (1 кл.оп) - 0,00000078 т/период (0,0000003 г/с), бутилацетат (4 кл.оп) - 0,10418 т/период (0,25939 г/с), формальдегид (2 кл.оп) - 0,008449 т/период (0,0034 г/с), ацетон (4 кл.оп) - 0,22572 т/период (0,562 г/с), уксусная кислота (3 кл.оп) - 0,0000002 т/период (0,0000001 г/с), уайт-спирит - 0,00422 т/период (0,00718 г/с), алканы С12-С19 (4 кл.оп) - 0,217119 т/период (0,20692 г/с), взвешенные частицы (3 кл.оп) - 0,00174 т/период (0,011 г/с), пыль неорганическая (3 кл.оп) - 71,439922 т/период (12,38385 г/с), пыль абразивная - 0,00073 т/период (0,0046 г/с). Нормативные объемы выбросов при эксплуатации составит: 0,105011 т/год (0,001014 г/с) из них: смесь углеводородов предельных С1 - С5 - 0,003487 т/год (0,000111 г/с), смесь углеводородов предельных С6-С10 - 0,101524 (0,000903 г/с).

Временное водоснабжение строительства – питьевая вода (бутилированная) предусматривается доставкой автотранспортом и автоцистернами из города Актау (45 км), за счет собственных средств Подрядчика. Противопожарное водоснабжение – не требуется. Ликвидация возможных пожаров будет осуществляться собственной противопожарной службой месторождения Дунга. Питьевая вода (бутилированная), предусматривается доставкой автотранспортом и автоцистернами из г. Актау (45 км). Расчетные объемы водопотребления при строительных работах составят – 3451 м3/период (6,184 м3/сут.), из них на питьевые нужды - 87 м3/период (0,156 м3/сут.), на хозяйственно-бытовые нужды – 3364,0 м3/период (6,028 м3/сут.) Хозяйственно-бытовые сточные воды из септиков и биотуалетов Подрядчика будут вывозиться на договорной основе специализированной организацией в согласованные места отстоя или очистки (утилизации). Общий объем воды, необходимый для проведения гидроиспытания нефтепровода составит 527,14 м3. После гидроиспытания нефтепровода вода собирается в емкость и вывозится подрядной организацией на утилизацию или на повторное использование на других объектах. Эксплуатация проектируемых объектов будет

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

осуществляться действующим персоналом компании, в связи с этим вопросы водопотребления и водоотведения при эксплуатации проектируемых объектов в настоящем Проекте не рассматриваются. Операций, для которых планируется использование водных ресурсов - для питьевых нужд, для хозяйственно-бытовых нужд, для проведения гидроиспытания нефтепровода. Вопросы водопотребления и водоотведения при эксплуатации проектируемых объектов в настоящем Проекте не рассматриваются.

Металлолом (инертные отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д.), взят из расчета 4% от общей массы металлоконструкций в количестве – 3,768 тонн. Металлолом временно хранится на строительной площадке и вывозится подрядной организацией на договорной основе. Строительные отходы (отходы, образующиеся при проведении строительных работ – обломки железобетонных изделий, и др.). Ориентировочное образование 6,0 тонн (количество строительных отходов принимается по факту образования). Строительные отходы по мере накопления вывозится подрядной организацией. Огарки сварочных электродов образуется при сварочных работах, объем образования - 0,0192 тонн. Временно хранятся на площадке, и вывозятся подрядной организацией на договорной основе. Отработанные масла образуются при эксплуатации спецтехники. Объем образования – 1,0035 тонн. Отработанные масла собираются в герметичные емкости, и вывозится подрядной организацией. Жестяные банки из-под краски образуются в процессе лакокрасочных работ. Временное хранение с последующим вывозом согласно договору. Количество отхода - 0,0868 тонн. Жестяные банки из-под битумной мастики образуются в процессе нанесения битумной мастики на поверхность. Временное хранение в специальном месте, с последующим вывозом на переработку (переплавку), согласно договору с подрядной организацией. Ориентировочное количество отхода - 0,0459 тонн. Промасленная ветошь образуются при эксплуатации спецтехники и других работах. Ориентировочный объем образования - 0,0571 тонн. Промасленная ветошь собирается в контейнеры и по мере накопления вывозится подрядной организацией на договорной основе. Коммунальные отходы – данный вид отходов по мере накопления вывозятся по договору. Объем отходов – 39,2561 тонн.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Использование объектов животного мира не предполагается.

Необходимое количество ГСМ при строительно-монтажных работах на территории строительства составит: дизельное топливо – 89,579 т/период, бензина – 31,132 т/период. Строительные материалы: металлоконструкции - 94,2 т/период, сварочные электроды - 1,28 т/период, лакокрасочные материалы – 1,4459 т/период, битум – 5,17 т/период, битумная мастика - 0,91409 т/период, пылящие строительные материалы (щебень, ПГС, песок) - 16110,93 т/период. Потребность в электрической энергии: Компрессор передвижной с дизельным двигателем. Потребность в ресурсах в период эксплуатации отсутствует.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Интегральная оценка воздействия: при строительно-монтажных работах составляет 10,7 баллов, воздействие средней значимости; при эксплуатации объекта составляет 16 баллов, воздействие средней значимости.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий: Атмосферный воздух: своевременное обслуживание техники; заправка техники ГСМ на стационарных или передвижных заправочных пунктах; использование качественного дизельного топлива для заправки техники; организация движения

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

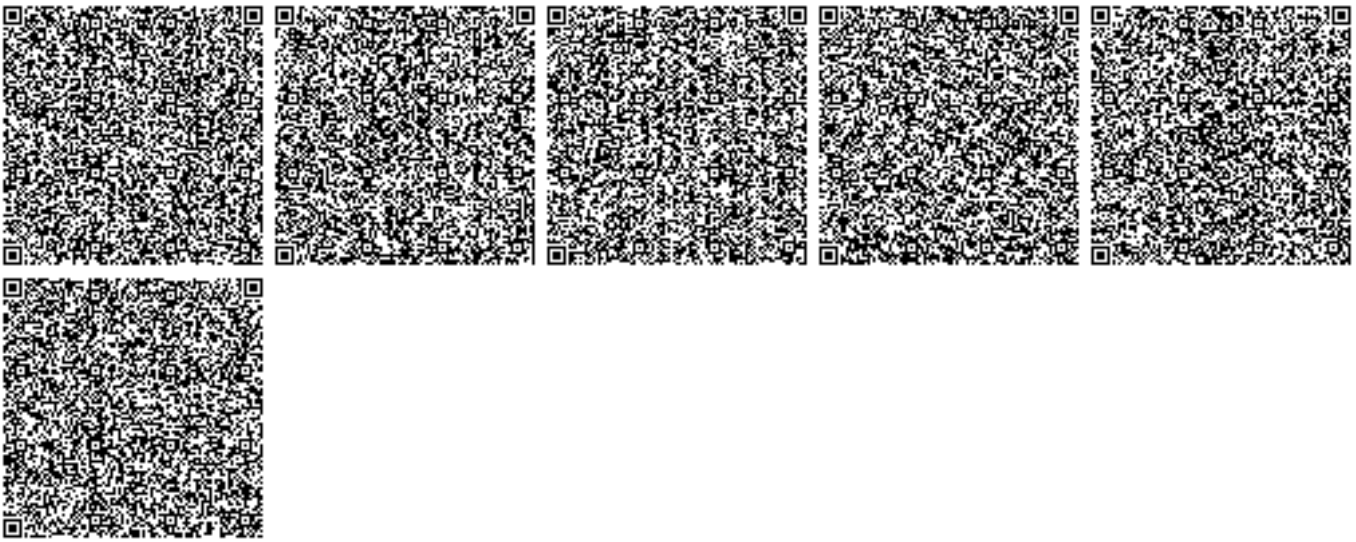
транспорта; сокращение до минимума работы двигателей на холостом ходу; пылеподавление, антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов, безопасная эксплуатация оборудования и трубопроводов за счет автоматизации и непрерывного контроля технологических процессов. Водные ресурсы: производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф с технологической площадки с твердым покрытием, которые могут быть загрязнены нефтепродуктами и химическими веществами; технологическая система оборудования полностью герметизирована; система автоматики позволяет надёжно контролировать герметичность технологического процесса и исключить бесконтрольные утечки и переливы; надежный контроль сварных стыков физическими и радиографическими методами, обеспечивающий надежность герметизации технологических систем; контроль за качеством питьевой и технической воды; защита коммуникаций от коррозии. Почвенный и растительный покров: на каждом объекте работы спецтехники должен быть организован сбор отработанных и заменяемых масел с последующей отправкой их на регенерацию. Слив масла на растительный, почвенный покров или в водные объекты запрещается; организация движения техники (движение к местам проведения работ должно осуществляться по существующим дорогам), сбор и утилизация образующихся отходов, строгое регламентирование проведения работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ; восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов; инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах. Животный мир: ограничение подачи звуковых сигналов, снижение шумового фактора, создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты.

Намечаемая деятельность: «Строительство нового нефтепровода 8" и кабеля ВОЛС от ЦПС до КУУН на месторождении Дунга Мангистауской области», относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

И.о. руководителя департамента Хансейтов Сағдат Батырбекұлы



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.3

Мотивированный отказ
№KZ30VWF00055296 от 15.12.2021 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі

010000, Нұр-Сұлтан қ., Мәңгілік Ел, № 8 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан»

010000, г.Нур-Султан, Мәңгілік Ел, дом № 8

Номер: KZ30VWF00055296

Дата: 15.12.2021

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан», рассмотрев Ваше заявление от 14.12.2021 № KZ33RYS00195038, сообщает следующее:

В связи с отсутствием существенных изменений в деятельности объекта Филиал « Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» по «Строительство нового водовода МВ 8’’ и Кабеля ВОЛС от СЗМВ до ЦПС месторождения Дунга», в случае сохранения в рамках намечаемой деятельности объема забора морской воды согласно Разрешения на специальное водопользование № KZ90VTE00001385 от 16.02.2018 года достаточно проведения экологической оценки по упрощенному порядку.

Согласно пункту 3 статьи 49 Экологического Кодекса Республики Казахстан экологическая оценка по упрощенному порядку проводится для намечаемой и осуществляемой деятельности, не подлежащей обязательной оценке воздействия на окружающую среду при:

1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий;

2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

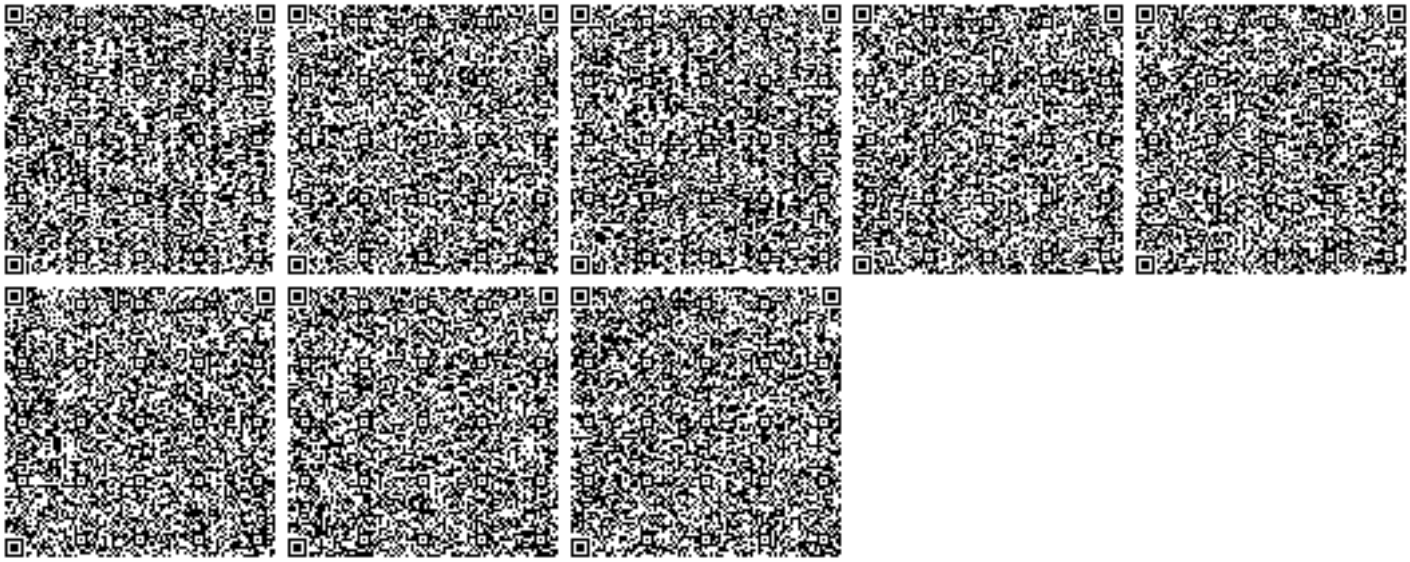
Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются Инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

Таким образом, Вам необходимо подать заявление на проведение государственной экологической экспертизы в составе процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

№319 в рамках государственной услуги «Выдача экологического разрешения на воздействие для объектов I категории».
На основании вышеизложенного, представленное заявление о намечаемой деятельности отклоняется от рассмотрения.

Заместитель председателя Абдуалиев
Айдар
Сейсенбекович



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.4

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ40VWF00064525 от 26.04.2022 г.

Номер: KZ40VWF00064525
Дата: 26.04.2022

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстауоблысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ"

Заключение
об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Линия М. Перевод добывающих скважин в нагнетательные. Модернизация. М/р Дунга, Мангистауская область».

Материалы поступили на рассмотрение: 11.03.2022 г. вх. KZ12RYS00223643

Общие сведения

Район строительства находится на месторождении Дунга и расположен на территории Западного Казахстана, в Тупкараганском районе Мангистауской области в 52 км к северо-востоку от г.Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Сайын и Акшукур, которые находятся на расстоянии 25 км и 32 км от месторождения соответственно. По контрактной территории месторождения проходят автомобильные дороги Актау – Каламкас и Актау-Форт Шевченко с асфальтовым покрытием.

Краткое описание намечаемой деятельности

Проектными решениями предусматривается перевод добывающих скважин DGA-107V/WM7, DGA-108V/W M8,DGA-109V/WM9,DGA-110V/WM10,DGA-111V/WM11,DGA-112V/WM12,DGA-113V/WM13,DGA-114V /WM14, DGA-115V/WM15 в нагнетательную. В проекте применены типовые решения аналогичных объектов месторождения Дунга по обустройству площадок добывающих и нагнетательных скважин, организации системы сбора нефти и системы ППД. Для целей проекта Компанией уже закуплено устьевое оборудование в блочном исполнении (расчетное давление 34,5 МПа (5000 psi)) на салазках для обустройства нагнетательных скважин. Обустройство площадок скважин было предусмотрено сперва для добычи теперь для нагнетания. В период добычи скважина эксплуатируется механизированным способом. НГС от устья скважины поступает в выкидную линию с давлением 1,2 МПа изб (174 psi) и температурой +40…45°С. Устьевое оборудование в блочно-модульном исполнении, расчетное давление 34.5МПа (5000PSI), выполнено на салазках в комплекте с запорно-регулирующей арматурой и приборами КИПиА. Существующие выкидные линии Ду

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

80мм от добывающих скважин до врезки общий нефтяной коллектор линии М выполнена из гибких стеклопластиковых труб (в бухтах) по API 15 HR, расчетное давление 17,24 МПа (2500 psi). Подключение существующих выкидных линии к общему нефтесборному коллектору и общему высоконапорному водоводу линии М выполнены в существующих комбинированных колодцах. Дополнительных площадок и систем инженерного обеспечения не предусматривается. Показатели основной технологии: 1 - Объем нагнетаемой воды в среднем до 48,0 м3/сут. (300bpd), 2 - Давление нагнетания – до 17,0 МПа; 3 - Температура закачки воды – от 5 до 65°С. Для скважины давление и объемы закачиваемой воды будут приняты в зависимости от технических параметров и приемистости скважины, а так же в соответствии с проектами разработки месторождения Дунга.

и Согласно Техническому заданию на проектирование в состав проектируемых сооружений входят: 1 - Обустройство площадок добывающих скважин линии М, переводимых в водонагнетательные: DGA-107, DGA-108, DGA-109, DGA-110, DGA-111, DGA-112, DGA-113, DGA-114, DGA-115. 2 - Демонтаж узлов отключения нефтяного коллектора. 3 - Подключение нагнетательных скважин к водонапорному коллектору. 4. - Строительство элементов систем внутреннего инженерного обеспечения обустраиваемых скважин (электроснабжение, контроль и управление, молниезащита, заземление и т.д.). Подача воды в скважины осуществляются по выкидным линиям от существующего высоконапорного коллектора линии М путем переключения соответствующих запорных арматур, расположенных в колодцах DGA-107V/WM7-PIT3 , DGA-108V/WM8-PIT6, DGA-109V/WM9-PIT8, DGA-110V/WM10-PIT10, DGA-111V/WM11-PIT12, DGA-112 V/WM12-PIT14, DGA-113V/WM13-PIT16, DGA-114V/WM14-PIT18, DGA-115V/WM15-PIT19.

Общая продолжительность строительства составит 2 месяца. (Во 2-м полугодии 2022 года перевод 4 - х скважин в водонагнетательные и подключение к водонапорному коллектору и в 1-м полугодии 2023 года перевод 5-ти скважин в водонагнетательные и подключение к водонапорному коллектору). Расчетный срок службы трубопроводов – 20 лет.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: 0,437687814 т/период (10,52412486 г/с), из них: железо оксиды (3 кл.оп) - 0,007854 т/период (0,06206 г/с), марганец и его соединения (2 кл.оп) - 0,000246 т/период (0,00015 г/с), хром оксид (1 кл.оп) - 0,00012 т/период (0,00139 г/с), азота диоксид (2 кл.оп) - 0,008811 т/период (0,88019 г/с), азот оксид (3 кл.оп) - 0,00119 т/период (0,14096 г/с), углерод (сажа,) (3 кл.оп) - 0,00053 т/период (0,05811 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) - 0,00109 т/период (0,13367 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) - 0,0110216 т/период (0,7238994 г/с), фтористые соединения (2 кл.оп) - 0,0002 т/ период (0,00013 г/с), фториды неорганические (2 кл.оп) - 0,000881 т/период (0,00055 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) - 0,00161 т/период (0,71871 г/с), метилбензол (3 кл.оп) - 0,00072 т/период (0,32278 г/с), бензапирен (1 кл.оп) - 0,000000014 т/период (0,00000136 г/с), бутилацетат (4 кл.оп) - 0,00014 т/период (0,06247 г/с), формальдегид (2 кл.оп) - 0,00012 т/период (0,01377 г/с), ацетон (4 кл.оп) - 0,0003 т/период (0,13536 г/с), уксусная кислота (3 кл.оп) - 0,0000002 т/период (0,0000041 г/с), уайт-спирит - 0,00287 т/период (0,07703 г/с), алканы С12-С19 (4 кл.оп) - 0,00293 т/период (0,33244 г/с), пыль неорганическая (3 кл.оп) - 0,397054 т/ период (6,86045 г/с).

Временное водоснабжение строительства предусматривается доставкой воды автоцистернами из г. Актау (45 км), за счет собственных средств Подрядчика. Питьевая вода (бутилированная), за счет собственных средств Подрядчика. Противопожарное водоснабжение – не требуется. Ликвидация возможных пожаров будет осуществляться собственной противопожарной службой месторождения Дунга.; видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Питьевая вода (бутилированная), предусматривается доставкой автотранспортом и

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

автоцистернами из г. Актау, за счет собственных средств Подрядчика.; объемов потребления воды Расчетные объемы водопотребления при строительных работах составят – 23,52 м3/период (0,392 м3/сут.) из них на питьевые нужды – 1,8 м3/период (0,03 м3/сут.), на хозяйственнобытовые нужды – 21,72 м3/период (0,362 м3/сут.). Питание и помывка для рабочего персонала будет осуществляться на территории вахтового поселка месторождения Дунга.

Количество отходов за весь период строительства составит 1,1162 тонн, из них: Черные металлы (металлолом) – отходы при монтаже оборудования. Металлолом временно хранится на строительной площадке и вывозится подрядной организацией на переработку (переплавку) на договорной основе. Объем образования – 0,0212 тонны. Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы) - отходы, образующиеся при строительных работах. Объем образования – 0,1 тонны. Строительные отходы по мере накопления вывозятся подрядной организацией на договорной основе для последующего захоронения. Отходы сварки (огарки сварочных электродов) – образуются при сварочных работах, объем образования - 0,0040 тонн. Временно хранятся на строительной площадке и вывозятся подрядной организацией на переплавку на договорной основе. Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) образуются при эксплуатации строительной техники. Отработанные масла собираются в специальные герметичные емкости, и вывозится подрядной организацией на переработку. Объем образования – 0,0547 тонн. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (обтирочный материал, в том числе промасленная ветошь) - образуются при эксплуатации строительной техники. Собирается в контейнеры и по мере накопления вывозится подрядной организацией для утилизации на договорной основе. Объем образования – 0,032 тонн. Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (жестяная тара лакокрасочных материалов) образуется при лакокрасочных работах. Временное хранение с последующим вывозом на переплавку, согласно договору. Объем образования – 0,0043 тонн. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) по мере накопления вывозятся по договору на захоронение на полигонах ТБО региона. Объем образования – 0,9 тонн. При эксплуатации образование отходов производства и потребления не предполагается.

Использование объектов растительного мира не планируется. Зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности отсутствуют. Посадка зеленых насаждений не планируется.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием объемов пользования животным миром не планируется.

Необходимое количество ГСМ при строительно-монтажных работах на территории строительства составит: дизельное топливо – 4,452 т/период, бензина – 2,199 т/период. Строительные материалы: металлоконструкции – 0,52 т/период, сварочные электроды – 0,267 т/период, лакокрасочные материалы – 0,0081 т/период. Потребность в электрической энергии: Компрессор передвижной с дизельным двигателем и агрегат наполнительно-опресовочный с дизельным двигателем. Потребность в ресурсах в период эксплуатации отсутствует.

Интегральная оценка воздействия: при строительно-монтажных работах составляет 4 балла, воздействие низкой значимости (последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность). При эксплуатации объекта составляет 13 баллов, воздействие средней значимости (изменения в экосистеме превышает цепь естественных изменений, но окружающая среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет). Таким образом, реализация проектных решений по строительству и эксплуатации проектируемых объектов при соблюдении норм технической и экологической

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не значительно повлияет на абиотические и биотические связи территории месторождения Дунга, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

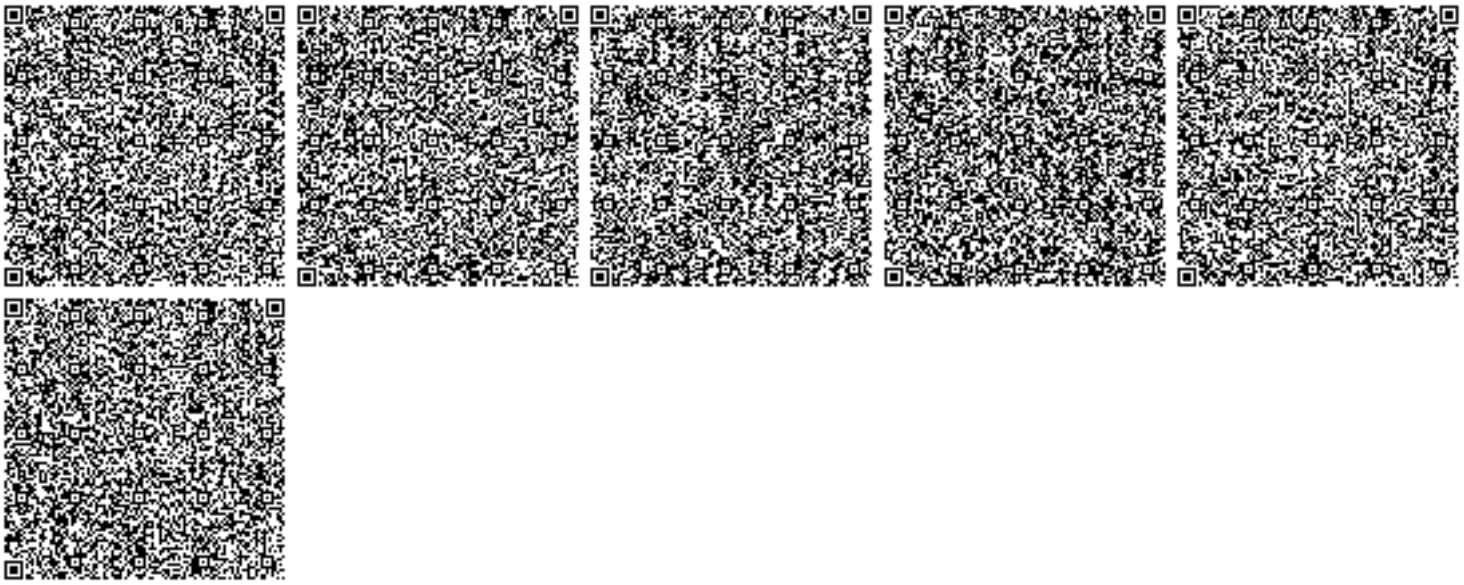
Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий Атмосферный воздух: своевременное обслуживание техники; заправка техники топливом и маслами на заправочных пунктах в отведенных местах; использование качественного дизельного топлива; организация движения транспорта; сокращение работы двигателей на холостом ходу; пылеподавление, антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов, безопасная эксплуатация оборудования и трубопроводов за счет автоматизации и непрерывного контроля технологических процессов. Водные ресурсы: производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф с технологической площадки с твердым покрытием, которые могут быть загрязнены нефтепродуктами и другими веществами; система автоматики позволяет надёжно контролировать герметичность технологического процесса и исключить бесконтрольные утечки и переливы; надежный контроль качества сварных стыков физическими и радиографическими методами, обеспечивающий надежность герметизации технологических систем; контроль за качеством и составом питьевой и технической воды; защита коммуникаций от коррозии. Почвенный и растительный покров: на каждом объекте работы спецтехники должен быть организован сбор отработанных и заменяемых масел с последующей отправкой их на регенерацию. Слив масла на растительный, почвенный покров или в водные объекты запрещается; организация движения техники (движение к местам проведения работ должно осуществляться по существующим дорогам), сбор и утилизация образующихся при строительстве производственных отходов, строгое регламентирование проведения работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ; восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов; инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах. Животный мир: ограничение подачи звуковых сигналов, снижение шумового фактора, создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты.

Намечаемая деятельность: «Линия М. Перевод добывающих скважин в нагнетательные. Модернизация. М/р Дунга, Мангистауская область», относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

Руководитель департамента Тукенов Руслан Каримович



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.5

Мотивированный отказ №KZ59VWF00063989 от 19.04.2022 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитеті « Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

130000, Ақтау Қ.Ә., 1-ші шағын ауданы, № 1 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

130000, Актау Г.А., 1-й мкр, дом № 1

Номер: KZ59VWF00063989

Дата: 19.04.2022

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, рассмотрев Ваше заявление от 18.04.2022 № KZ94RYS00236717, сообщает следующее:

На Ваше заявление № KZ94RYS00236717 от 18.04.2022 г.
Департамент экологии по Мангистауской области, рассмотрев заявление о намечаемой деятельности Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК, «Модернизация вспомогательных систем на месторождении Дунга в Мангистауской области» сообщает следующее.
Согласно п.2 ст.69 Экологического кодекса Республики Казахстан, подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга ее воздействий является обязательной:
1) для видов намечаемой деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии);
2) при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу, в отношении которых ранее был проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.
Существенные изменения деятельности предусмотрены п.2 ст.65 Кодекса.
Представленное заявление не содержит существенных изменений, предусмотренных п.2 ст.65 Кодекса.
В этой связи, согласно п.3 ст.49 Кодекса, намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.

Таким образом, Вам необходимо подать заявление проведение государственной экологической экспертизы процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319.

Заявление получение экологического разрешения воздействие необходимо подать в соответствующий государственный орган согласно Распределения функций и полномочий между уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и территориальными подразделениями, утвержденного приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 370.

На основании вышеизложенного, представленное заявление отклоняется от рассмотрения.

Руководитель департамента Тукенов Руслан Каримович

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.6

Мотивированный отказ
№KZ26VWF00070500 от 08.07.2022 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитеті « Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

130000, Ақтау Қ.Ә., 1-ші шағын ауданы, № 1 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

130000, Актау Г.А., 1-й мкр, дом № 1

Номер: KZ26VWF00070500

Дата: 08.07.2022

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, рассмотрев Ваше заявление от 07.07.2022 № KZ46RYS00265808, сообщает следующее:

На Ваше заявление № KZ46RYS00265808 от 07.07.2022г.
Департамент экологии по Мангистауской области, рассмотрев заявление о намечаемой деятельности Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ", «Обустройство скважин и система сбора. Линия N. Месторождение Дунга в Мангистауской области» сообщает следующее .
Согласно п.2 ст.69 Экологического кодекса Республики Казахстан, подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга ее воздействий является обязательной:
1) для видов намечаемой деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии);
2) при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу, в отношении которых ранее был проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.
Существенные изменения деятельности предусмотрены п.2 ст.65 Кодекса.
Представленное заявление не содержит существенных изменений, предусмотренных п.2 ст.65 Кодекса.
В этой связи, согласно п.3 ст.49 Кодекса, намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.

Таким образом, Вам необходимо подать заявление проведение государственной экологической экспертизы процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319.

Заявление получение экологического разрешения воздействие необходимо подать в соответствующий государственный орган согласно Распределения функций и полномочий между уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и территориальными подразделениями, утвержденного приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 370.

На основании вышеизложенного, представленное заявление отклоняется от рассмотрения.

Руководитель департамента Тукенов Руслан Каримович

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.7

Мотивированный отказ №KZ78VWF00063841 от 18.04.2022 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитеті « Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

130000, Ақтау Қ.Ә., 1-ші шағын ауданы, № 1 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

130000, Актау Г.А., 1-й мкр, дом № 1

Номер: KZ78VWF00063841

Дата: 18.04.2022

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

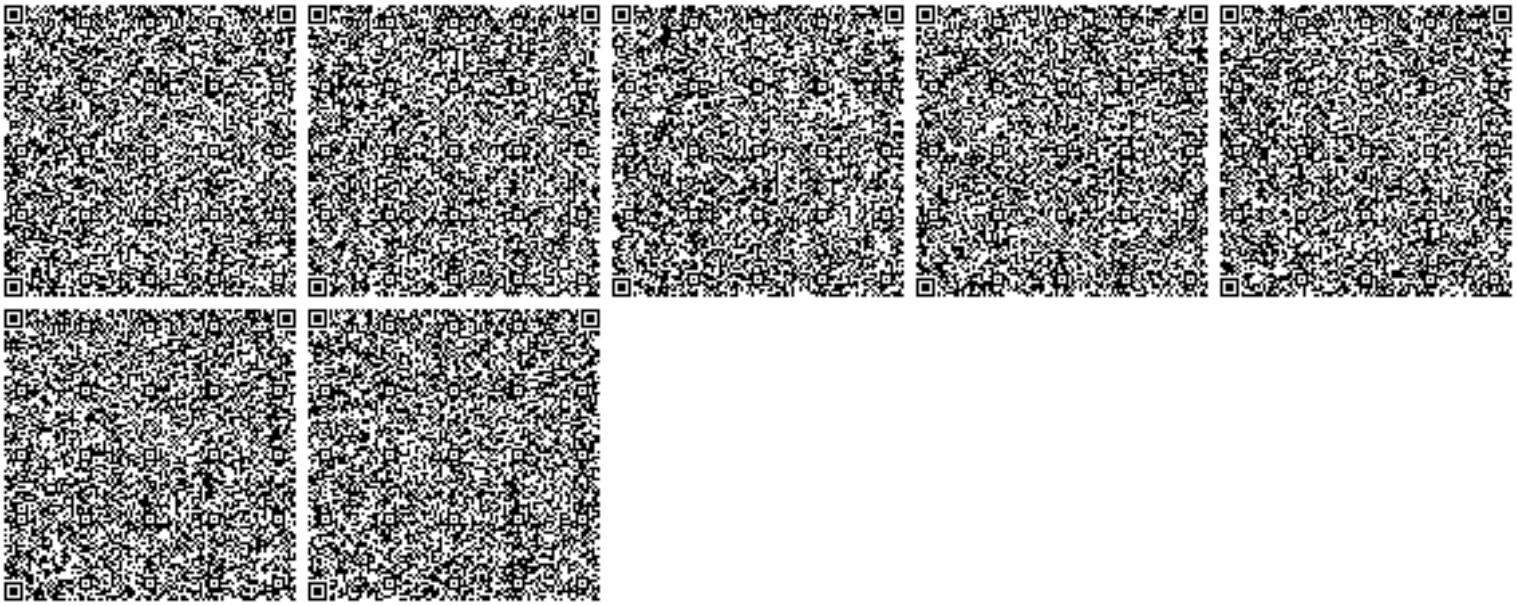
РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, рассмотрев Ваше заявление от 15.04.2022 № KZ73RYS00236610, сообщает следующее:

На Ваше заявление № KZ73RYS00236610 от 15.04.2022 г.
Департамент экологии по Мангистауской области, рассмотрев заявление о намечаемой деятельности Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК, «Модификация факельной системы ВД и НД на месторождении Дунга» сообщает следующее.
Согласно п.2 ст.69 Экологического кодекса Республики Казахстан, подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга ее воздействий является обязательной:
1) для видов намечаемой деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии);
2) при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу, в отношении которых ранее был проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.
Так как намечаемая деятельность отсутствует в разделе 2 приложении 1 Кодекса, проведение скрининга не требуется.
В этой связи, согласно п.3 ст.49 Кодекса, намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.
На основании вышеизложенного, представленное заявление отклоняется от рассмотрения.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Руководитель департамента

Тукенов
Руслан
Каримович



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.8

Мотивированный отказ №KZ53VWF00070499 от 08.07.2022 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитеті « Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

130000, Ақтау Қ.Ә., 1-ші шағын ауданы, № 1 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

130000, Актау Г.А., 1-й мкр, дом № 1

Номер: KZ53VWF00070499

Дата: 08.07.2022

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, рассмотрев Ваше заявление от 07.07.2022 № KZ14RYS00265802, сообщает следующее:

На Ваше заявление № KZ14RYS00265802 от 07.07.2022г.
Департамент экологии по Мангистауской области, рассмотрев заявление о намечаемой деятельности Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ", «Обустройство скважин и система сбора. Линия F-H. Месторождение Дунга в Мангистауской области» сообщает следующее.
Согласно п.2 ст.69 Экологического кодекса Республики Казахстан, подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга ее воздействий является обязательной:
1) для видов намечаемой деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии);
2) при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу, в отношении которых ранее был проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.
Существенные изменения деятельности предусмотрены п.2 ст.65 Кодекса.
Представленное заявление не содержит существенных изменений, предусмотренных п.2 ст.65 Кодекса.
В этой связи, согласно п.3 ст.49 Кодекса, намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.

Таким образом, Вам необходимо подать заявление проведение государственной экологической экспертизы процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319.

Заявление получение экологического разрешения воздействие необходимо подать в соответствующий государственный орган согласно Распределения функций и полномочий между уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и территориальными подразделениями, утвержденного приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 370.

На основании вышеизложенного, представленное заявление отклоняется от рассмотрения.

Руководитель департамента Тукенов Руслан Каримович

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.9

Мотивированный отказ №KZ40VWF00070539 от 08.07.2022 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитеті « Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

130000, Ақтау Қ.Ә., 1-ші шағын ауданы, № 1 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

130000, Актау Г.А., 1-й мкр, дом № 1

Номер: KZ40VWF00070539

Дата: 08.07.2022

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, рассмотрев Ваше заявление от 07.07.2022 № KZ83RYS00265821, сообщает следующее:

На Ваше заявление № KZ83RYS00265821 от 07.07.2022г.

Департамент экологии по Мангистауской области, рассмотрев заявление о намечаемой деятельности Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ», «Обустройство скважин и система сбора. Линия О. Месторождение Дунга в Мангистауской области» сообщает следующее .

Согласно п.2 ст.69 Экологического кодекса Республики Казахстан, подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга ее воздействий является обязательной:

1) для видов намечаемой деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии);

2) при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу, в отношении которых ранее был проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.

Существенные изменения деятельности предусмотрены п.2 ст.65 Кодекса.

Представленное заявление не содержит существенных изменений, предусмотренных п.2 ст.65 Кодекса.

В этой связи, согласно п.3 ст.49 Кодекса, намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.
Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.
Таким образом, Вам необходимо подать заявление проведение государственной экологической экспертизы процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319.
Заявление получение экологического разрешения воздействие необходимо подать в соответствующий государственный орган согласно Распределения функций и полномочий между уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и территориальными подразделениями, утвержденного приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 370.
На основании вышеизложенного, представленное заявление отклоняется от рассмотрения.

Руководитель департамента Тукенов Руслан Каримович

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 12.10

Мотивированный отказ
№KZ54VWF00070287 от 05.07.2022 г.

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитеті « Маңғыстау облысы бойынша экология департаменті» РММ

130000, Ақтау Қ.Ә., 1-ші шағын ауданы, № 1 үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

130000, Актау Г.А., 1-й мкр, дом № 1

Номер: KZ54VWF00070287

Дата: 05.07.2022

Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау , Микрорайон 12, здание № 79/1

Мотивированный отказ

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, рассмотрев Ваше заявление от 04.07.2022 № KZ35RYS00264939, сообщает следующее:

На Ваше заявление № KZ35RYS00264939 от 04.07.2022г.

Департамент экологии по Мангистауской области, рассмотрев заявление о намечаемой деятельности Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ», «Модернизации Центрального пункта сбора и установки по очистке и закачке воды (BOC/WT&I)» сообщает следующее.
Согласно п.2 ст.69 Экологического кодекса Республики Казахстан, подача заявления о намечаемой деятельности в целях проведения скрининга ее воздействий является обязательной:
1) для видов намечаемой деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии);
2) при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу, в отношении которых ранее был проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.
Существенные изменения деятельности предусмотрены п.2 ст.65 Кодекса.
Представленное заявление не содержит существенных изменений, предусмотренных п.2 ст.65 Кодекса.
В этой связи, согласно п.3 ст.49 Кодекса, намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.
Требования и порядок проведения экологической оценки по упрощенному порядку определяются инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденный приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.
Таким образом, Вам необходимо подать заявление проведение государственной экологической экспертизы процедуры выдачи экологических разрешений согласно Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319.
Заявление получение экологического разрешения воздействие необходимо подать в соответствующий государственный орган согласно Распределения функций и полномочий между уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и территориальными подразделениями, утвержденного приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 370.
На основании вышеизложенного, представленное заявление отклоняется от рассмотрения.

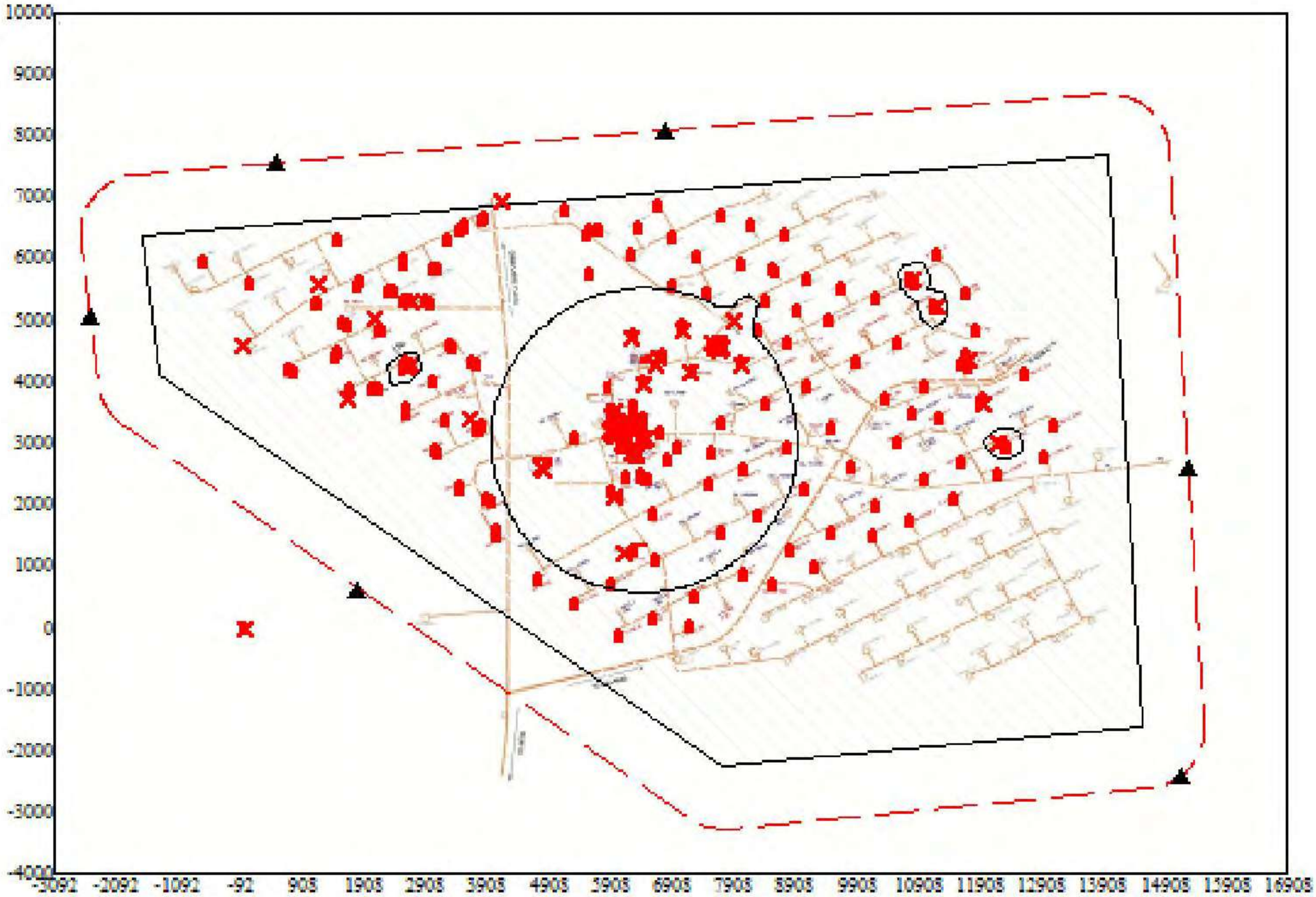
Руководитель департамента Тукенов Руслан Каримович

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

ПРИЛОЖЕНИЕ 13

Карта схема с областью воздействия объекта

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



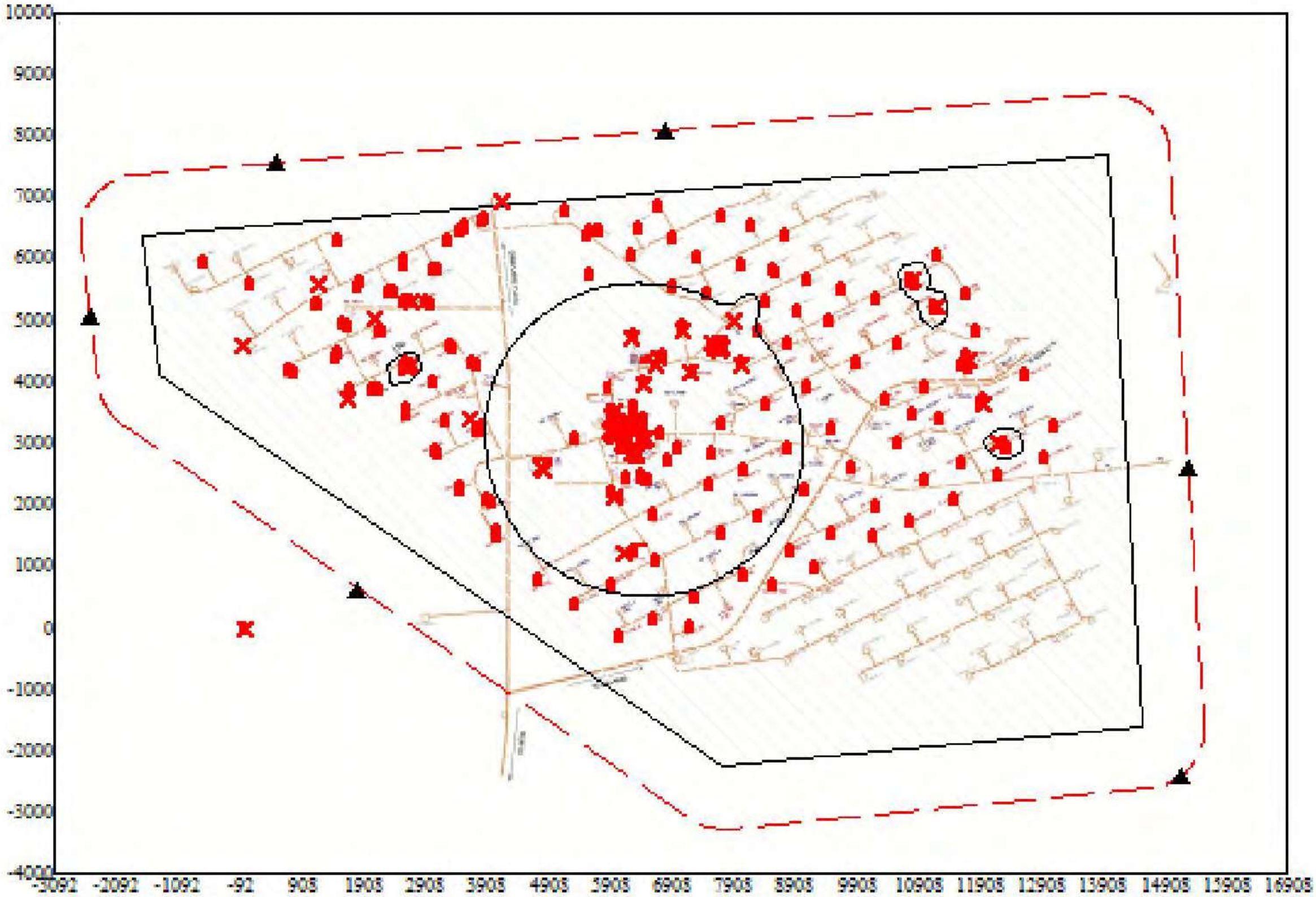
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Источники загрязнения
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 7.5350695 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
__Z1 Расчетная СЗЗ по МРК-2014



0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Источники загрязнения
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 16.5499592 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчетная СЗЗ по МРК-2014

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

Теоретические расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Дунга на 2023 год

Площадка 001 - ЦПС

ИЗА	**0101**	**Дизельгенератор Caterpillar 400 (CAT 3408) резерв.**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	365	1500	76.7	8.00	104
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.9733	0.32
301	Азота диоксид			0.7786	0.256
304	Азота оксид			0.1265	0.0416
328	Сажа	0.5	2	0.0507	0.016
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1217	0.04
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.6286	0.208
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000012	0.0000004
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0122	0.004
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.294	0.096
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	1.7680
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.6684
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$нg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	56.3062

ИЗА	**0102**	**Дизельгенератор Caterpillar 225 (CAT 3407) резерв.**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	200	1500	42.0	5.02	120
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.5333	0.2008
301	Азота диоксид			0.4266	0.1606
304	Азота оксид			0.0693	0.0261
328	Сажа	0.5	2	0.0278	0.01
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0667	0.0251
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.3444	0.1305
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000007	0.0000003
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0067	0.0025
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1611	0.0602
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.9688
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.3662
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$нg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	30.8527

ИЗА	**0103/0104**	**Дизельгенератор Caterpillar 500 (CAT 3412T) резерв.**
ИВ	001	Выхлопная труба

РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	364	1500	76.4	8.31	109
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.9707	0.3324
301	Азота диоксид			0.7766	0.2659
304	Азота оксид			0.1262	0.0432
328	Сажа	0.5	2	0.0506	0.0166
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1213	0.0416
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.6269	0.2161
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000012	0.0000005
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0121	0.0042
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.2932	0.0997
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	1.7632
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.6666
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}$(при $t=0^0C$)э/$(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$нg_{or}$(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	56.1519

Источник № 0105 - Емкость для хранения дизельного топлива РВС-200 (Т-701)						
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	14.82		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	14.82		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	$м^3$/час	15.0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.20		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$, где:	**M**	**г/с**		3.92 * 0.98 * 15.0 / 3600	**0.01601**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	%	99.72			*0.01596*
	сероводород	%	0.28			*0.00004*
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/$м^3$			3.92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0.98
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**		(2.36 * 14.8200 + 3.15 * 14.820)* 1 / 1000000 + 0.47 * 0.0029 * 1	**0.00144**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	%	99.72			*0.00144*
	сероводород	%	0.28			*0.000004*
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т			2.36
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т			3.15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	т/год			0.47
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0.0029
	Объем выбросов всего					
	$V = Vч^{max}/3600$	V	$м^3$/с		15.00 / 3600	0.004
	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	м/с		(4 * 0.004167)/(3.14 * 0.04)	0.133

Источник № 0106 - Емкость для хранения дизельного топлива РГ-25 (Т-702)						
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**

1	**Исходные данные:**																					
1.1	Количество емкостей		шт.	1																		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	176.4																		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	176.4																		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	$м^3$/час	15.0																		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.20																		
2	**Расчет:**																					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:																					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$, где:	**M**	**г/с**		3.92	*	1	*	15.0	/	3600											**0.01633**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	%	99.72																			*0.01629*
	сероводород	%	0.28																			*0.00005*
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	$г/м^3$																			3.92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}																				1
2.2	Годовые выбросы паров:																					
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**	(	2.36	*	176.4000	+	3.15	*	176.400	)*	1	/	1000000	+	0.27	*	0.0029	*	1	**0.00175**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	%	99.72																			*0.00175*
	сероводород	%	0.28																			*0.000005*
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т																			2.36
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т																			3.15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	т/год																			0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$																				0.0029
	Объем выбросов всего V = $Vч^{max}/3600$	V	$м^3/с$						15.00	/	3600											0.004
	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	м/с	(	4	*	0.004167	)/(	3.14	*	0.04	)										0.133

Источник №0107 - Блок АГЗУ "Спутник" СП-102 (Дефлектор)				
объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**	
максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	60.0	
средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.531**	
d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2	

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Обвязка (ЗРА и ФС) блока АГЗУ "Спутник" СП-102
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08	
газ				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		8
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		16
нефть				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		4
Расчет:				
газ:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		13.76152
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01376**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.43398**
нефть:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		0.26260
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00026**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.00828**

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печи подогрева нефти ППТ-1,6 (Н-401А)
Источник №0108

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	1.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.75	**$П_{CO}=1.5*B*10^{-3}$;**
Высота трубы	H	м	4.5	
Расход топливного газа (макс.)	Q	$м^3$/час	240.0	**$П_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$;**
Расход газа на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	185400.0	**Диоксид серы:**
Расход газа на печь	B	кг/час	224.38	**$П_{SO2}=B*(2Sb+1.88H_2S*(1-b))*10^{-2}$**
Удельный вес газа		кг/$м^3$	0.9349	**Диоксид азота:**
Содержание серы	S	%	0.000192	**$П_{NOx}=Vr*C_{NOx}$**
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	773	

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.3366	**0.0935**	**0.2600**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	1.7846	0.4957	1.3786
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0.3966**	**1.1029**
Оксид азота (NO)		**0.0644**	**0.1792**
Расчет выбросов диоксида серы:	0.0009	**0.0002**	**0.0007**

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час		6704
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: **$Vr=7.84*□*B*Э$**	$м^3$/час	$м^3$/сек
	6579.5	1.8276
□□- коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)		1.1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)		1.62
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/$м^3$ **$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*□^{0.5}*Vcr/Vr*10^{-6}$**		0.0003
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час **$Qф=29.4*Э*B/n$**		10686.6
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	Vcr/Vr	0.84
	Qф/Qp	1.5941
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с **$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$**		4.1390

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печи подогрева нефти ППТ-1,6 (Н-401А)
Источни № 0108 (дизельное топливо)

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	1.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.75	$П_{CO}=1.5*B*10^{-3}$;
Высота трубы	H	м	4.5	
Расход дизельного топлива	Q	$м^3$/час	0.26	$П_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$;
Расход дт на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	20.546	**Диоксид серы:**
Расход дт на печь	B	кг/час	210	$П_{SO2}=B*(2Sb+1.88H_2S*(1-b))*10^{-2}$
Удельный вес диз.топлива		$кг/м^3$	811.3	**Диоксид азота:**
Содержание серы	S	%	0.0033	$П_{NOx}=Vr*C_{NOx}$
Содержание золы в топливе	A^r	%	0.005	**Сажа:**
Число горелок		шт.	1	$Пс=B*b*A^r*10^{-2}$
Время работы		час/год	240	

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.3150	**0.0875**	**0.0756**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	1.5084	0.4190	0.3620
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0.3352**	**0.2896**
Оксид азота (NO)		**0.0545**	**0.0471**
Расчет выбросов сажи:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.0105	**0.0029**	**0.0025**
Расчет выбросов диоксида серы:	0.0139	**0.0039**	**0.0033**

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час			6704
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:		$м^3$/час	$м^3$/сек
Vr=7.84*□*B*Э		5207.6	1.4466
□□- коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)			1.1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)			1.37
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, $кг/м^3$			0.0003
$C_{NOx}=1.073(180+60)*Qф/Qp*□^{0.5}*Vcr/Vr*10^{-6}$			
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час			8458.4
Qф=29.4*Э*B/n			
Объем сухих продуктов сгорания для дт	Vcr/Vr		0.85
	Qф/Qp		1.2617
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с			3.2760
$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$			

Итоговые выбросы от ист. №0108:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0301	Азота диоксид	0.3966	1.3925
0304	Азота оксид	0.0644	0.2263
0328	Углерод (сажа)	0.0029	0.0025
0330	Сера диоксид	0.0039	0.0040
0337	Оксид углерода	0.0935	0.3356
0410	Метан	0.0935	0.3356

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печи подогрева нефти ППТ-1,6 (Н-401В)
Источник № 0111
Исходные данные:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	1.
Диаметр трубы	d	м	0.7
Высота трубы	H	м	4.
Расход топливного газа (макс.)	Q	$м^3$/час	230.
Расход газа на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	178000.
Расход газа на печь	B	кг/час	215.0
Удельный вес газа		$кг/м^3$	0.934
Содержание серы	S	%	0.00019
Число горелок		шт.	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	
Время работы		час/год	77

Расчет выбросов оксида углерода и метана:

Расчет выбросов оксидов азота:

Диоксид азота (NO_2)
Оксид азота (NO)
Расчет выбросов диоксида серы:

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час

Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:
$Vr=7.84*\alpha*B*Э$

α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)

Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/м^3

$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*\alpha^{0.5}*$ Vcr/Vr$*10^{-6}$

Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час
$Qф=29.4*Э*B/n$

Объем сухих продуктов сгорания для природного газа — Vcr/Vr, Qф/Qp

Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с
$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печи подогрева нефти ППТ-1,6 (Н-401В)
Источник № 0111 (дизельное топливо)

Исходные данные: **Расчетные формулы:**

Тепловая мощность печи		Гкал/час	1.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.75	**$П_{CO}=1.5*B*10^{-3}$;**
Высота трубы	H	м	4.5	
Расход дизельного топлива	Q	м^3/час	0.26	**$П_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$;**
Расход дт на разогрев нефти	Q	м^3/год	20.546	**Диоксид серы:**
Расход дт на печь	B	кг/час	210	**$П_{SO2}=B*(2Sb+1.88H_2S*(1-b))*$**
Удельный вес диз.топлива		кг/м^3	811.3	**Диоксид азота:**
Содержание серы	S	%	0.0033	**$П_{NOx}=Vr*C_{NOx}$**
Содержание золы в топливе	A^r	%	0.005	**Сажа:**
Число горелок		шт.	1	**$Пс=B*b*A^r*10^{-2}$**
Время работы		час/год	240	

Расчет выбросов оксида углерода и метана: кг/час: 0.3150

Расчет выбросов оксидов азота: кг/час: 1.5084

Диоксид азота (NO_2)
Оксид азота (NO)

Расчет выбросов сажи: кг/час: 0.0105

Расчет выбросов диоксида серы: 0.0139

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час

Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:
$Vr=7.84*\alpha*B*Э$

α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)

Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/м^3

$C_{NOx}=1.073(180+60)*Qф/Qp*\alpha^{0.5}*$ Vcr/Vr$*10^{-6}$

Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час

Qф=29.4*Э*B/n	
Объем сухих продуктов сгорания для дт	Vcr/Vr Qф/Qp
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с **w=(4*Vr)/(3.14*d²)**	

Итоговые выбросы от ист. №0111:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0301	Азота диоксид	0.3642	1.3044
0304	Азота оксид	0.0592	0.2120
0328	Углерод (сажа)	0.0029	0.0025
0330	Сера диоксид	0.0039	0.0040
0337	Оксид углерода	0.0896	0.3252
0410	Метан	0.0896	0.3252

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печей подогрева нефти Н-034-0001А
Источник №0142

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	3.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.508	**$П_{CO}=1.5*B*10^{-3}$;**
Высота трубы	H	м	8	
Расход топливного газа (макс.)	Q	м³/час	280.0	**$П_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$;**
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	2248600	**Диоксид серы:**
Расход газа на печь	B	кг/час	261.77	**$П_{SO2}=B*(2Sb+1.88H_2S*(1-b))*10^{-2}$**
Удельный вес газа		кг/м³	0.9349	**Диоксид азота:**
Содержание серы	S	%	0.00019	**$П_{NOx}=Vr*C_{NOx}$**
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	8031	

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.3927	**0.1091**	**3.1533**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	1.0796	0.2999	8.6698
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0.2399**	**6.9359**
Оксид азота (NO)		**0.0390**	**1.1271**
Расчет выбросов диоксида серы:	0.0010	**0.0003**	**0.0081**

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час		15084
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: **Vr=7.84*□*B*Э**	м³/час 7676.1	м³/сек 2.1322
□□- коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)		1.1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)		1.62
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/м³ **$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*□^{0.5}*Vcr/Vr*10^{-6}$**		0.000141
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час **Qф=29.4*Э*B/n**		12467.7
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	Vcr/Vr Qф/Qp	0.84 0.8265
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с **w=(4*Vr)/(3.14*d²)**		10.5254

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печей подогрева нефти Н-034-0001А
Источник № 0142 (дизельное топливо)

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	3.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.508	**$П_{CO}=1.5*B*10^{-3}$;**
Высота трубы	H	м	8	
Расход дизельного топлива	Q	м³/час	0.26	**$П_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$;**
Расход дт на разогрев нефти	Q	м³/год	49.310	**Диоксид серы:**
Расход дт на печь	B	кг/час	210	**$П_{SO2}=B*(2Sb+1,88H_2S*(1-b))*10^{-2}$**
Удельный вес диз.топлива		кг/м³	811.3	**Диоксид азота:**
Содержание серы	S	%	0.0033	**$П_{NOx}=Vr*C_{NOx}$**
Содержание золы в топливе	A^r	%	0.005	**Сажа:**
Число горелок		шт.	1	**$Пс=B*b*A^r*10^{-2}$**
Время работы		час/год	600	

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.3150	**0.0875**	**0.1890**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	0.6704	0.1862	0.4022
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0.1490**	**0.3218**
Оксид азота (NO)		**0.0242**	**0.0523**
Расчет выбросов сажи:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.0105	**0.0029**	**0.0063**
Расчет выбросов диоксида серы:	0.0139	**0.0039**	**0.0083**
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час			15084
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:		$м^3$/час	$м^3$/сек
Vr=7.84*□*B*Э		5207.6	1.4466
□□- коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)			1.1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)			1.37
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/$м^3$			0.0001
C_{NOx}=1.073(180+60)*Qф/Qp*□$^{0.5}$* Vcr/Vr*10^{-6}			
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час			8458.4
Qф=29.4*Э*B/n			
Объем сухих продуктов сгорания для дт	Vcr/Vr		0.85
	Qф/Qp		0.5608
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с			7.1407
w=(4*Vr)/(3.14*d^2)			

Итоговые выбросы от ист. №0142:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0301	Азота диоксид	0.2399	7.2576
0304	Азота оксид	0.0390	1.1794
0328	Углерод (сажа)	0.0029	0.0063
0330	Сера диоксид	0.0039	0.0164
0337	Оксид углерода	0.1091	3.3423
0410	Метан	0.1091	3.3423

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печей подогрева нефти Н-034-0001В
Источник №0143

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	3.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.508	**$П_{CO}$=1.5*B*10^{-3};**
Высота трубы	H	м	8	
Расход топливного газа (макс.)	Q	$м^3$/час	150.0	**$П_{CH4}$=1.5*B*10^{-3};**
Расход газа на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	1177800.0	**Диоксид серы:**
Расход газа на печь	B	кг/час	140.24	**$П_{SO2}$=B*(2Sb+1.88H_2S*(1-b))*10^{-2}**
Удельный вес газа		кг/$м^3$	0.9349	**Диоксид азота:**
Содержание серы	S	%	0.00019	**$П_{NOx}$=Vr*C_{NOx}**
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	7852	

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.2104	**0.0584**	**1.6517**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	0.3098	0.0861	2.4328
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0.0689**	**1.9462**
Оксид азота (NO)		**0.0112**	**0.3163**
Расчет выбросов диоксида серы:	0.0005	**0.0001**	**0.0042**
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час			15084
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:		$м^3$/час	$м^3$/сек
Vr=7.84*□*B*Э		4112.2	1.1423
□□- коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)			1.1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)			1.62
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/$м^3$			0.000075
C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*□$^{0.5}$* Vcr/Vr*10^{-6}			
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час			6679.1
Qф=29.4*Э*B/n			
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	Vcr/Vr		0.84
	Qф/Qp		0.4428
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с			5.6386
w=(4*Vr)/(3.14*d^2)			

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печей подогрева нефти Н-034-0001В
Источник № 0143 (дизельное топливо)

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	3.6	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0.508	**$П_{CO}$=1.5*B*10^{-3};**

Высота трубы	H	м	8
Расход дизельного топлива	Q	$м^3$/час	0.26
Расход дт на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	49.310
Расход дт на печь	B	кг/час	210
Удельный вес диз.топлива		кг/$м^3$	811.3
Содержание серы	S	%	0.0033
Содержание золы в топливе	A^r	%	0.005
Число горелок		шт.	1
Время работы		час/год	600

$П_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$;
Диоксид серы:
$П_{SO2}=B*(2Sb+1,88H_2S*(1-b))*10^{-2}$
Диоксид азота:
$П_{NOx}=Vr*C_{NOx}$
Сажа:
$Пс=B*b*A^r*10^{-2}$

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.3150	**0.0875**	**0.1890**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	0.6704	0.1862	0.4022
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0.1490**	**0.3218**
Оксид азота (NO)		**0.0242**	**0.0523**
Расчет выбросов сажи:	кг/час	**г/с**	**т/год**
	0.0105	**0.0029**	**0.0063**
Расчет выбросов диоксида серы:	0.0139	**0.0039**	**0.0083**

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час		15084
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:	$м^3$/час	$м^3$/сек
Vr=7.84*□*B*Э	5207.6	1.4466
□□- коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)		1.1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)		1.37
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/$м^3$ **$C_{NOx}=1.073(180+60)*Qф/Qp*□^{0.5*}$ Vcr/Vr*10^{-6}**		0.0001
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час **Qф=29.4*Э*B/n**		8458.4
Объем сухих продуктов сгорания для дт Vcr/Vr Qф/Qp		0.85 0.5608
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с **w=(4*Vr)/(3.14*d^2)**		7.1407

Итоговые выбросы от ист. №0143:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0301	Азота диоксид	0.1490	2.2680
0304	Азота оксид	0.0242	0.3686
0328	Углерод (сажа)	0.0029	0.0063
0330	Сера диоксид	0.0039	0.0125
0337	Оксид углерода	0.0875	1.8407
0410	Метан	0.0875	1.8407

Свеча продувочная на печах подогрева нефти Н-401 А/В и Н-034-0001А/В
Источник № 0109-0110 (ППТ-1,6 А/В), 0144-0145 (Н-034-0001А/В)

Исходные данные:

Диаметр свечи	d	м	0.05
Плотность газа	p	кг/$м^3$	0.9349
Время работы	t	сек	7200
Площадь круга	S	$м^2$	0.002
Расчет:			
Объем газа, сбрасываемого на свечу:	$V_{стр}$	$м^3$	2.50
Объем продувки: **V =Vr/т**	V	$м^3$/с	0.0003
Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу: **Mr = V * ρ * 10^3**	Mr	**г/с**	**0.3246**
	Mr	**т/г**	**0.0023**
Средняя скорость выхода газа из свечи: **w=V/S**	w	м/с	0.1769
Концентрация газа в свече: **C = $M_{г(г/с)}$*10^3/V**	C	мг/$м^3$	934848

Выбросы ЗВ по источнику:		**масс%**	**г/с**	**т/г**
333	сероводород	0.000192	0.0000623	0.0000004
415	углеводороды C_1-C_5	0.966902	0.313856	0.002224
416	углеводороды С6-С10	0.005417	0.001758	0.000012

Источник №0116. Химическая лаборатория (дефлектор ВМ-1)

1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.652778**
1.1	максимальный объем ГВС	**$V_ч^{max}$**	м3/час	2350.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**8.381**
2.1	d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.315

Источник №0117. Химическая лаборатория (дефлектор ВМ-2)

1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.271944**
1.1	максимальный объем ГВС	$V_ч^{max}$	м3/час	979.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**5.543**
2.1	d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.25

Источник №0118. Химическая лаборатория (дефлектор ВМ-3)

1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.361111**
1.1	максимальный объем ГВС	$V_ч^{max}$	м3/час	1300.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**7.360**
2.1	d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.25

Расчетные формулы:

Максимальные разовые выбросы: Мсек=Qуд, г/сек

Годовые выбросы загрязняющих веществ: $M_{год} = M_{сек}*T*k_3*3600/10^6$

(Расчет произведен на 1 вытяжной шкаф)

Годовой фонд рабочего времени оборудования	час/год	T	8760
Фактическое число часов работы оборудования	час/год	t	730
Коэффициент загрузки оборудования: k_3=t/T		k_3	0.083
Удельный выброс вещества от ед.оборудования (табл.6.1)	г/сек	Q	

			г/с	**т/год**
0302	Азотная кислота	$5*10^{-4}$	0.0005000	0.00131
0316	Соляная кислота	$1.32*10^{-4}$	0.0001320	0.00035
0322	Серная кислота	$2.67*10^{-5}$	0.0000267	0.00007
0150	Натрий гидрооксид	$1.31*10^{-5}$	0.0000131	0.000034
0150	Калий (натрий) гидрооксид	$1.31*10^{-5}$	0.0000131	0.000034
0303	Аммиак	$4.92*10^{-5}$	0.0000492	0.00013
1555	Уксусная кислота	$1.92*10^{-4}$	0.0001920	0.00050
1061	Этанол	$1.67*10^{-3}$	0.0016700	0.00439
0906	Тетрахлорметан	$4.93*10^{-4}$	0.0004930	0.00130
0602	Бензол	$2.46*10^{-4}$	0.0002460	0.00065
0621	Толуол	$8.11*10^{-5}$	0.0000811	0.00021
1401	Ацетон	$6.37*10^{-4}$	0.0006370	0.00167

Источник №0119-0122. Резервуар товарной нефти РВС-2000 (Т-101/102/103/104)

Исходные данные: **Расчетные формулы:**

Количество резервуаров	**Np**	1	шт.
Высота		12	м
Диаметр клапана		0.2	м
Объем одного резервуара	**V**	2000	$м^3$
Количество нефти закачиваемого в течении года	**B**	23.25	т/час
		203675.0	т/год
Время работы	**t**	**8760**	час/год

Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):

$Gт/год=0.294*P_{38}*m*(Kt^{max}*K_B+Kt^{min})*K_c^{ср}K_{ОБ}*B/(10^7*p_ж)$

Максимально-разовый выброс:

$Мг/с=0.163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*Vч^{max}/10^4$

Расчетные показатели:

Давление насыщенных паров при 38ºС	**P_{38}**	369.03	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров нефти (приложение 5)	**m**	71.4	
Опытные коэффициенты (приложение 7)	**K_t^{max}**	1.1	
	K_t^{min}	0.54	
Опытные коэффициенты (приложение 9)	**K_B**	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)	**$K_p^{ср}$**	0.1	
	K_p^{max}	0.1	
Опытный коэффициент (приложение 10)	**$K_{ОБ}$**	1.35	
Установка газовозвратной системы («закольцовка паров бензина во время слива из транспортной цистерны»)	**r**	60%	
Плотность нефти	**$p_ж$**	0.82	$т/м^3$
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки	**$V_ч^{max}$**	200	$м^3$/час

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

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	**9.4487**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	**33.9379**	**т/год**

Наименование ЗВ	**Масс.сод. Ci, % масс.**	**Количество выбросов**	
		г/с	**т/год**
углеводороды C_1-C_5	**4.17%**	0.00394	1.41426
углеводороды C_6-C_{10}	**18.98%**	0.01793	6.44166
бензол	**0.53%**	0.00050	0.17967
ксилол	**1.09%**	0.00103	0.37121
толуол	**0.40%**	0.00037	0.13456
углеводороды C_{12}-C_{19}	**74.82%**	0.07069	25.39209
Этиленгликоль		0.00000	0.00000

Объем выбросов всего			Средняя скорость газовоздушной смеси	**м/с**	**1.7693**
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3$/с	**0.05556**			

	$w=(4*V)/(3.14*d^2)$			

№ ИЗА	**6145**	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	**УУП**	
№ ИВ	***001***	***Наименование источника выделения***	**Неорганизованный выброс**	
Расчет выбросов в атмосферу от средств перекачки выполнен по **РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу"**, Астана, 2005 г.				
Максимально разовый выброс расчитывается по формуле: **$M_{сек\,j}=(c_j*n_н*Q)/3,6$**, г/с				
Валовый выброс расчитывается по формуле: **$M_{год\,j}=(c_j*n_н*Q*T)/10^3$**, т/год				
Исходные параметры:				
Количество насосов:		$n_н$	4	шт.
Количество компрессоров:		$n_к$	1	шт.
Время работы насосов, компрессора, ЗРА и фланцевых соединений:		$T_{год}$	4380	ч/год
Удельное выделение загрязняющих веществ (Таблица 8.1)	насос центробежный торцевой	Q	0.08	кг/ч
	компрессор центробежный		0.12	кг/ч
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от нефтеперекачивающего оборудования				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Массовое содержание, % масс.	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0415	углеводороды С1-С5	0.04167	0.0027781	0.0029203
0416	углеводороды С6-С10	0.18981	0.0126538	0.0133017
0602	бензол	0.00529	0.0003529	0.0003710
0616	ксилол	0.01094	0.0007292	0.0007665
0621	толуол	0.00397	0.0002643	0.0002778
2754	углеводороды С12-С19	0.74819	0.0498795	0.0524333
1078	этиленгликоль	0.00000	0.0000000	0.0000000
№ ИЗА	**6145**	***Наименование источника загрязнения атмосферы***	**УУП**	
№ ИВ	***002***	***Наименование источника выделения***	**Неорганизованный выброс**	
Выделение вредных веществ (углеводороды нефти) через неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений определены в соответствии с "**Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от нерганизованных источников нефтегазового оборудования"**. **РД 39.142-00**, Минэнергетики РФ ОАО "НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА", 2000 г.				
Максимально разовый выброс расчитывается по формуле: **$M_j = Y_{нуij}/1000 = g_{нуi}*n_i*x_{нуi}*c_j/1000$**, г/с				
Валовый выброс расчитывается по формуле: **$П_j = (T*Y_{нуij})/10^9*3600$** , т/год				
Резервуарный газ				
Тип неподвижного и подвижного соединения	Вид технологического потока	Кол-во единиц работающего оборудования n_i, шт.	Величина утечки потока через одно уплотнение i-ого типа $g_{нуi}$, мг/с	Доля уплотнений i-ого типа потерявших герметичность $x_{нуi}$
Запорно-регулирующая арматура	газовые потоки	20	5.83	0.293
	легкие углеводороды, двухфазные среды (потоки)	0	3.61	0.365
	тяжелые углеводороды	0	1.83	0.07
Фланцевое соединение	парогазовые потоки	25	0.2	0.03
	легкие углеводороды, двухфазные среды (потоки)	0	0.11	0.05
	тяжелые углеводороды	0	0.08	0.02
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от неплотностей ЗРА и фланцевых соединений (нефтяной газ):				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Массовое содержание, % масс.	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0415	углеводороды С1-С5	0.041672	0.0014299	0.0225467
0416	углеводороды С6-С10	0.189807	0.006513	0.102697
0602	бензол	0.005294	0.0001817	0.002865
0616	ксилол	0.010938	0.0003753	0.0059177
0621	толуол	0.003965	0.0001361	0.002146
2754	углеводороды С12-С19	0.748192	0.0256733	0.4048166
1078	этиленгликоль	0	0	0
Топливный газ				
Тип неподвижного и подвижного соединения	Вид технологического потока	Кол-во единиц работающего оборудования n_i, шт.	Величина утечки потока через одно уплотнение i-ого типа $g_{нуi}$, мг/с	Доля уплотнений i-ого типа потерявших герметичность $x_{нуi}$
Запорно-регулирующая арматура	газовые потоки	3	5.83	0.293
	легкие углеводороды, двухфазные среды (потоки)	0	3.61	0.365
	тяжелые углеводороды	0	1.83	0.07
Фланцевое соединение	парогазовые потоки	2	0.2	0.03
	легкие углеводороды, двухфазные среды (потоки)	0	0.11	0.05
	тяжелые углеводороды	0	0.08	0.02

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу от неплотностей ЗРА и фланцевых соединений (топливный газ):				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Массовое содержание, % масс.	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
333	сероводород	0.00019	0.000001	0.0000158
0415	углеводороды С1-С5	0.96690	0.0049666	0.0783133
0416	углеводороды С6-С10	0.00542	0.0000278	0.0004384

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
333	сероводород	0.000001	0.0000158
0415	углеводороды С1-С5	0.0091746	0.1037803
0416	углеводороды С6-С10	0.0191946	0.1164371
0602	бензол	0.0005346	0.003236
0616	ксилол	0.0011045	0.0066842
0621	толуол	0.0004004	0.0024238
2754	углеводороды С12-С19	0.0755528	0.4572499

Источник №0123 - Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	60.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.531**
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2
Общие выбросы от Блока насосов перекачки нефти Р-212А/В				
код	**наименование загрязняющего вещества**	**г/с**	**т/год**	
415	углеводороды С1-С5	0.01953	0.61578	
416	углеводороды С6-С10	0.00085	0.02683	
	ВСЕГО:	**0.0204**	**0.6426**	

Источник №0123. Центробежные насосы Р-212А/В						
№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	углеводороды С1-С5	96.48	%			0.01608
	углеводороды С6-С10	3.52	%			0.00059
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 8760 * 0.001	**0.52560**
	углеводороды С1-С5	96.48	%			0.50710
	углеводороды С6-С10	3.52	%			0.01850
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №0123. ЗРА и ФС (Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Блок насосов Р-212А/В
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура (углевод.С1-С5)	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения (углевод.С1-С5)	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура (углевод.С6-С10)	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения (углевод.С6-С10)	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		5
углеводороды С6-С10:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		5
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		3.44638
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00345**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.10869**
углеводороды С6-С10:				

$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		0.26420
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00026**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.00833**

Источник №0124 - Блок насосов циркуляции нефти Р-201А/В (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**
1.1	максимальный объем ПВС	**$V_ч^{max}$**	м3/час	60.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**0.531**
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2
Общие выбросы от Блока насосов циркуляции нефти Р-201А/В				
код	**наименование загрязняющего вещества**	**г/с**	**т/год**	
415	углеводороды С1-С5	0.02298	0.72466	
416	углеводороды С6-С10	0.00099	0.03128	
	ВСЕГО:	**0.0240**	**0.7559**	

Источник №0124. Центробежные насосы Р-201А/В						
№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760.0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	углеводороды С1-С5	96.48	%			0.01608
	углеводороды С6-С10	3.52	%			0.00059
	$M_{год}$ = Q * n * T * 10^{-3} (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 8760 * 0.001	**0.52560**
	углеводороды С1-С5	96.48	%			0.50710
	углеводороды С6-С10	3.52	%			0.01850
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №0124. ЗРА и ФС (Блок насосов циркуляции нефти Р-201А/В)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Блок насосов Р-201А/В
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура (углевод.С1-С5)	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения (углевод.С1-С5)	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура (углевод.С6-С10)	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения (углевод.С6-С10)	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		11
углеводороды С6-С10:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		3
Количество фланцевых соединений	nф	шт		13
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		6.89876
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00690**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.21756**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		0.40510
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00041**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.01278**

Источник №0125 - Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**
1.1	максимальный объем ПВС	**$V_ч^{max}$**	м3/час	60.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**0.531**
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2
Общие выбросы от Блока насосов перекачки нефти Р-202А/В				

код	наименование загрязняющего вещества	г/с	т/год
415	углеводороды С1-С5	0.02298	0.72466
416	углеводороды С6-С10	0.00099	0.03128
	ВСЕГО:	**0.0240**	**0.7559**

Источник №0125. Центробежные насосы Р-202А/В						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760.0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	углеводороды С1-С5	96.48	%			0.01608
	углеводороды С6-С10	3.52	%			0.00059
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 8760 * 0.001	**0.52560**
	углеводороды С1-С5	96.48	%			0.50710
	углеводороды С6-С10	3.52	%			0.01850
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №0125. ЗРА и ФС (Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Блок насосов Р-202А/В
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура (углевод.С1-С5)	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения (углевод.С1-С5)	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура (углевод.С6-С10)	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения (углевод.С6-С10)	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		11
углеводороды С6-С10:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		3
Количество фланцевых соединений	nф	шт		13
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		6.89876
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00690**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.21756**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		0.40510
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00041**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.01278**

Источник №0126 - Блок насоса перекачки нефти Р-203 (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле:	**V**	**м3/с**	**0.016667**
	$V=V_ч^{max}/3600$			
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	60.0
2.	средняя скорость выхода ГВС:	w	**м/с**	**0.531**
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$			
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2

Общие выбросы от Блока насоса перекачки нефти Р-203			
код	**наименование загрязняющего вещества**	**г/с**	**т/год**
415	углеводороды С1-С5	0.01150	0.36261
416	углеводороды С6-С10	0.00043	0.01344
	ВСЕГО:	**0.01193**	**0.37605**

Источник №0126. Поршневой насос Р-203						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760.0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых					

	в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:												
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03	*	1	/	3.6				**0.00833**
	углеводороды С1-С5	96.48	%										0.00804
	углеводороды С6-С10	3.52	%										0.00029
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03	*	1	*	8760	*	0.001		**0.26280**
	углеводороды С1-С5	96.48	%										0.25355
	углеводороды С6-С10	3.52	%										0.00925
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.03									

Источник №0126. ЗРА и ФС (Блок насоса перекачки нефти Р-203)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Блок насоса Р-203
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура (углевод.С1-С5)	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения (углевод.С1-С5)	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура (углевод.С6-С10)	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения (углевод.С6-С10)	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		7
углеводороды С6-С10:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		1
Количество фланцевых соединений	nф	шт		3
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		3.45838
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00346**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.10906**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		0.13290
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00013**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.00419**

Источник №0127 - Блок насосов экспорта нефти Р-111А/В -112А/В (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_{ч}^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**
1.1	максимальный объем ПВС	**$V_{ч}^{max}$**	м3/час	60.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.531**
2.1	d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2
Общие выбросы от Блока насосов экспорта нефти Р-111/112				
код	**наименование загрязняющего вещества**	**г/с**	**т/год**	
415	углеводороды С1-С5	0.04592	1.44818	
416	углеводороды С6-С10	0.00209	0.06599	
	ВСЕГО:	**0.04801**	**1.51417**	

Источник №0127. Центробежные насосы Р-111/112													
№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**								**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**								**7**
	1. Исходные данные:												
1.1	Количество насосов	n	шт	4									
1.2	Время работы	T	час/год	8760.0									
	2. Расчет:												
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:												
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03	*	4	/	3.6				**0.03333**
	углеводороды С1-С5	96.48	%										0.03216
	углеводороды С6-С10	3.52	%										0.00117
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03	*	4	*	8760	*	0.001		**1.05120**
	углеводороды С1-С5	96.48	%										1.01420
	углеводороды С6-С10	3.52	%										0.03700
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.03									

Источник №0127. ЗРА и ФС (Блок насосов экспорта нефти Р-111/112)

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Блок насосов Р-111/112
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура (углевод.С1-С5)	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения (углевод.С1-С5)	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура (углевод.С6-С10)	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения (углевод.С6-С10)	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		8
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		16
углеводороды С6-С10:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		7
Количество фланцевых соединений	nф	шт		14
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		13.76152
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01376**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.43398**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		0.91910
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00092**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.02898**

Источник №0128 - Блок дозирования химреагента БДР-2,5 (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.00694**
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	25.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**0.221**
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2

Источник №0128. Расчет выбросов ЗВ от емкости БДР-2,5												
Исходные данные:				Расчетная формула:								
Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0,004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$								
Объем аппарата	V	2.5	$м^3$									
Коэффициент, зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28										
Время работы	T	8760	час									
Расчет выбросов метанола:		**Пр**	**кг/час**	0,004(	3500	*	2.5	/	$1011)^{0.8}$/			0.0803
			г/с		0.0803	*	1000	/	3600			**0.02231**
			т/год		0.0803	/	1000	*	8760			**0.70341**

Источник №0128. Расчет выбросов загрязняющих веществ от насоса дозировочного БДР-2,5												
№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**							**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**							**7**
	1. Исходные данные:											
1.1	Количество насосов	n	шт	1								
1.2	Время работы	T	час/год	8760								
	2. Расчет:											
2.1	Количество метанола, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:											
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.08	*	1	/				**0.02222**
	$M_{год}$ = Q * n * T * 10^{-3} (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.08	*	1	*		*		**0.70080**
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.08								

Источник №0129 - Механическая (слесарная) мастерская (дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.004167**
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	15.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**0.085**
2.1	Диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.25

Источник выделения №001, Сверлильный станок				
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозначен.**	**Единица измерен.**	**Количество**
1.	**Исходные данные:**			
	коэффициент гравитационного оседания (п.5.3.2)	к		0.2
	удельный выброс	Q	г/с	0.007
	время работы технологического оборудования	T	ч/год	562
2.	**Расчет:**			
2.1	выброс взевешенного вещества (2902)			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.0014**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.0028**

Источник выделения №002, Точильно-шлифовальный станок (заточной станок)				
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозначен.**	**Единица измерен.**	**Количество**
1.	**Исходные данные:**			
	коэффициент гравитационного оседания (п.5.3.2)	к		0.2
	удельный выброс абразивной пыли	Q	г/с	1.060
	удельный выброс взвешенного вещества (2902)	Q	г/с	1.590
	время работы технологического оборудования	T	ч/год	750
2.	**Расчет:**			
2.1	выброс абразивной пыли			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.2120**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.5724**
2.2	выброс взевешенного вещества (2902)			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.3180**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.8586**

Итоговые выбросы:					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год	с учетом очистки, г/с	с учетом очистки, т/год
2902	Взвешенные вещества	0.3180	0.8586	0.00318	0.00859
2930	Пыль абразивная	0.2120	0.5724	0.00212	0.00572

Источник выделения №003, Токарно-винторезный станок				
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозначен.**	**Единица измерен.**	**Количество**
1.	**Исходные данные:**			
	коэффициент гравитационного оседания (п.5.3.2)	к		0.2
	удельный выброс	Q	г/с	0.0025
	время работы технологического оборудования	T	ч/год	1000
2.	**Расчет:**			
2.1	выброс взевешенного вещества (2902)			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.0005**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.0018**

Источник выделения №004, Ленточнопильный станок				
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозначен.**	**Единица измерен.**	**Количество**
1.	**Исходные данные:**			
	коэффициент гравитационного оседания (п.5.3.2)	к		0.2
	удельный выброс	Q	г/с	0.2030
	время работы технологического оборудования	T	ч/год	400
2.	**Расчет:**			
2.1	выброс взевешенного вещества (2902)			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.0406**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.0585**

Итоговые выбросы:					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс,	с учетом	с учетом

			т/год	очистки, г/с	очистки, т/год
2902	Взвешенные вещества			0.04568	0.07168
2930	Пыль абразивная			0.00212	0.00572

Источник №0130. Автомастерская (дефлектор)				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.004167**
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	15.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.085**
2.1	d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.25

Расчет выбросов ЗВ от емкости для приема и раздачи масла (№0130):					
Удельные выбросы при проливах	**J**	12.5	г/м^3	**$G_{трк}=G_{б.а.}+G_{пр.а}$** **$Gзак=(C_б^{оз}*Q_{оз}+C_б^{вл}*Q_{вл})*0,000001$** **$G_{пр}=0,5*J*(Q_{оз}+Q_{вл})*0,000001$**	
Количество масла в осенне-зимний период	**$Q_{оз}$**	0.18	м^3		
Количество масла в весенне-летний период	**$Q_{вл}$**	0.20	м^3	Максимально-разовый выброс: **$M=(V_{сл}*C^{max})/3600$**	
Расчетные показатели:					
Объем сливаемого масла в резервуар				**$V_{сл}$**	0.06 м^3/час
Максим.концентрация паров н/п в резервуаре (Пр.15)				**C^{max}**	0.2 г/м^3
Концентрация паров н/п при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 15)				**$C_б^{оз}$**	0.12 г/м3
				$C_б^{вл}$	0.12
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				**0.000003**	**г/с**
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:				**0.0000024**	**т/год**
выбросы при закачке в резервуары:	Gзак.			0.000000050	т/год
выбросы ЗВ от проливов нефтепродуктов на поверхность:	Gпр.			0.0000024	т/год

Расчет выбросов ЗВ от емкости для промывки деталей (0130):				
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозначение**	**Единица измерен.**	**Кол-во**
1.	**Исходные данные:**			
	площадь зеркала моечной ванны	F	м2	1
	удельное выделение ЗВ	Q	г/с	0.433
	время работы моечной установки	T	ч/год	480
2.	**Расчет:**			
2.1	выброс керосина (2732)			
	Мс = F*Q	Мс	г/с	**0.4330**
	Мгод = $F*Q*T*3600*10^{-6}$	Мгод	т/год	**0.7482**

Расчет выбросов ЗВ при зарядке аккумуляторов (0130):				
№ п.п	**Наименование, формула**	**Обозначение**	**Единица измерен.**	**Кол-во**
1.	**Исходные данные:**			
	номинальн.емкость аккум.батарей	Q	А/час	80
	количество зарядок в год	a		20
	максимальное кол-во батарей	n		20
	удельн.выд-ние серной кислоты	q	мг/А/час	1.0
	цикл проведения зарядки в день	t	час	10
2.	**Расчет:**			
	Валовый выброс серной кислоты			
	Мгод=0.9*q*Q*a*0.000000001	**Мгод**	**т/год**	**0.0000014**
	Максимально разовый выброс серной кислоты (0322)			
2.2	Мсек=(Мсут*1000000)/(3600*t)	**Мсек**	**г/с**	**0.000040**
	Мсут=0.9*q*(Q*n)*0.000000001	Мсут	т/день	0.0000014

Источник №0131. Сварочный цех (дефлектор)				
1	Объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.004167**
1.1	Максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	15.0
2.	Средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3,14*d^2)$	w	**м/с**	**0.085**
2.1	Диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.25

Источник выделения №001 Ручная дуговая сварка				
№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Расход сварочного материала УОНИ-13/55	B	кг/год	300.0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	1300.0
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемого материала:	K^x_m	г/кг	
	железо оксид	$K_{железо\ оксид}$	г/кг	13.90
	марганец и его соединения	$K_{марг.}$	г/кг	1.09
	пыль неорганическая	Кпыль	г/кг	1.0
	фториды	Кфт.	г/кг	1.00
	фтористый водород	K_{HF}	г/кг	0.93
	диоксид азота	$K_{диоксид\ азота}$	г/кг	2.70
	оксид углерода	$K_{оксид\ углерода}$	г/кг	13.30
2.	**Расчет:**			
	Количество выбросов оксида железа			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{оксид\ железа}/1000000$	$M_{оксид\ железа}$	т/год	**0.0042**
	$M_{г/с} = K_{оксид\ железа.}*B/t /3600$	$M_{оксид\ железа}$	г/с	**0.0009**
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{мар}/1000000$	$M_{марг.}$	т/год	**0.0003**
	$M_{г/с} = K_{марг.}*B/t /3600$	$M_{марг.}$	г/с	**0.0001**
	количество выбросов пыли неорганической			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{sio2}/1000000$	$M_{пыль}$	т/год	**0.0003**
	$M_{г/с} = K_{SiO2}*B/t /3600$	$M_{пыль}$	г/с	**0.0001**
	количество выбросов фтористого водорода			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{HF}/1000000$	M_{HF}	т/год	**0.0003**
	$M_{г/с} = K_{HF}*B/t /3600$	M_{HF}	г/с	**0.0001**
	количество выбросов фторидов			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{фт.}/1000000$	$M_{фт}$	т/год	**0.0003**
	$M_{г/с} = K_{фт}*B/t /3600$	$M_{фт}$	г/с	**0.0001**
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{диоксида\ азота}/1000000$	$M_{диоксид\ азота}$	т/год	**0.0008**
	$M_{г/с} = K_{диоксида\ азота}*B/t /3600$	$M_{диоксид\ азота}$	г/с	**0.0002**
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{оксида\ углерода}/1000000$	$M_{оксид\ углерода}$	т/год	**0.0040**
	$M_{г/с} = K_{оксида\ углерода}*B/t /3600$	$M_{оксид\ углерода}$	г/с	**0.0009**

Источник выделения №002 Газовая сварка (с использованием пропан-бутановой смеси)				
№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Расход пропан-бутановой смеси:	B	кг/год	350.0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	1000.0
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемой смеси:	K^x_m	г/кг	
	диоксид азота	$K_{диоксид\ азота}$	г/кг	15.00
	Расчет:			
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{диоксида\ азота}/1000000$	$M_{диоксид\ азота}$	т/год	**0.0053**
	$M_{г/с} = K_{диоксида\ азота}*B/t /3600$	$M_{диоксид\ азота}$	г/с	**0.0015**
Источник выделения №003 Газовая резка металла				
№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Толщина материала (сталь углеродистая)	L	мм	5.0
	Время работы одной единицы оборудования	T	ч/год	560.0
	Удельное выделение сварочного аэрозоля	GT	г/ч	
	железо оксид		г/ч	72.90
	марганец и его соединения		г/ч	1.10
	диоксид азота		г/ч	39.00
	оксид углерода		г/ч	49.50
2.	**Расчет:**			
	Количество выбросов оксида железа			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{оксид\ железа}/1000000$	$M_{оксид\ железа}$	т/год	**0.0408**
	$M_{г/с} = K_{оксид\ железа.}*B/t /3600$	$G_{оксид\ железа}$	г/с	**0.0203**
2.	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{мар}/1000000$	$M_{марг.}$	т/год	**0.0006**
	$M_{г/с} = K_{марг.}*B/t /3600$	$G_{марг.}$	г/с	**0.0003**
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{диоксида\ азота}/1000000$	$M_{диоксид\ азота}$	т/год	**0.0218**
	$M_{г/с} = K_{диоксида\ азота}*B/t /3600$	$G_{диоксид\ азота}$	г/с	**0.0108**
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{оксида\ углерода}/1000000$	$M_{оксид\ углерода}$	т/год	**0.0277**
	$M_{г/с} = K_{оксида\ углерода}*B/t /3600$	$G_{оксид\ углерода}$	г/с	**0.0138**
Источник выделения №004 Сварочные работы, ацетилен				
№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Расход ацетилена:	B	кг/год	18.0

	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	150.0
	Удельное выделение веществ грамм на кг массы расходуемой смеси:	K^x_m	г/кг	
	диоксид азота	$K_{диоксид\ азота}$	г/кг	2.70
2.	**Расчет:** количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{диоксида\ азота}/1000000$	$M_{диоксид\ азота}$	т/год	**0.00005**
	$M_{г/с} = K_{диоксида\ азота}*B/t\ /3600$	$M_{диоксид\ азота}$	г/с	**0.00009**

Итоговые выбросы от источника 0131:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
123	Оксид железа	0.0211	0.0450
143	марганец и его соединения	0.0004	0.0009
301	диоксид азота	0.0126	0.0279
337	оксид углерода	0.0146	0.0317
342	фтористый водород	0.0001	0.0003
344	фториды	0.0001	0.0003
2908	пыль неорганическая	0.0001	0.0003

Источник №6127 - Сварочный пост (газорезка)

№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Толщина разрезаемого материала	o'	мм	10.0
	Время работы	T	ч/год	167.0
	Удельный показатель выброса ЗВ на единицу времени работы оборудования:	K^x	г/час	
	железо оксид	$K_{железо\ оксид}$	г/час	129.10
	марганец и его соединения	$K_{марг.}$	г/час	1.90
	диоксид азота	$K_{диоксид\ азота}$	г/час	64.10
	оксид углерода	$K_{оксид\ углерода}$	г/час	63.40
2.	**Расчет:** Количество выбросов оксида железа			
	$M_{т/год} = T*K_{оксид\ железа}/1000000$	$M_{оксид\ железа}$	т/год	**0.0216**
	$M_{г/с} = K_{оксид\ железа.}\ /3600$	$M_{оксид\ железа}$	г/с	**0.0359**
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{т/год} = T*K_{мар}/1000000$	$M_{марг.}$	т/год	**0.00032**
	$M_{г/с} = K_{марг.}/3600$	$M_{марг.}$	г/с	**0.00053**
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = T*K_{диоксида\ азота}/1000000$	$M_{диоксид\ азота}$	т/год	**0.0107**
	$M_{г/с} = K_{диоксида\ азота}/3600$	$M_{диоксид\ азота}$	г/с	**0.0178**
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{т/год} = T*K_{оксида\ углерода}/1000000$	$M_{оксид\ углерода}$	т/год	**0.0106**
	$M_{г/с} = K_{оксида\ углерода}\ /3600$	$M_{оксид\ углерода}$	г/с	**0.0176**

ИЗА	**0134**	**Дизельгенератор ЯМЗ 236 (Насос Р-803)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	240	1500	50.4	6.49	129
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	4.5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.64	0.2596
301	Азота диоксид			0.512	0.2077
304	Азота оксид			0.0832	0.0337
328	Сажа	0.5	2	0.0333	0.013
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.08	0.0325
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.4133	0.1687
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000008	0.0000004
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.008	0.0032
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1933	0.0779
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	1.2240
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.4395
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/$(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3591
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31

T_{or}	температура отработавших газов	К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)	м/с	38.9801

ИЗА	**0135/0136**	**Компрессор ВВП-10/7У1**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	60	1500	12.6	2.44	194
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7.0
Расчетная группа СДУ					А
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1717	0.1049
301	Азота диоксид			0.1374	0.0839
304	Азота оксид			0.0223	0.0136
328	Сажа	0.7	3	0.0117	0.0073
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0183	0.011
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.12	0.0732
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.0000002	0.0000001
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0025	0.0015
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.06	0.0366
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.2906
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.1099
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$hg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)			м/с	9.2558

ИЗА	**0137**	**Дизельгенератор AKSA AC400, Модель 5220 (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	320	1500	67.2	8.92	133
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	2.5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.8533	0.3568
301	Азота диоксид			0.6826	0.2854
304	Азота оксид			0.1109	0.0464
328	Сажа	0.5	2	0.0444	0.0178
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1067	0.0446
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.5511	0.2319
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000011	0.0000005
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0107	0.0045
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.2578	0.107
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	1.6320
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.5860
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3591
$hg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)			м/с	51.9734

Источник №0138. Автомойка (дефлектор)				
Исходные данные:			***Расчетные формулы:***	
Расстояние от ворот помещения мойки моечной установки, км	S_n	0.05	$M_{год}=(ML*Sn+M_{pr}*T_{pr}*B)*N_k*10^{-6}$, т/год	
Количество автомобилей, обслуженных мойкой в течение года	N_k	156	$M_{сек}=(ML*Sn+M_{pr}*T_{pr}*B)*N_{kl}/3600$, г/с	
Наибольшее кол-во автомобилей, обслуживаемых мойкой в течение часа	N_{kl}	1		
Среднее число пусков двигателя одного автомобиля в помещении мойки	B	3		
Время прогрева, мин	T_{pr}	0.5		
Наименование ЗВ	**ML, г/км**	**M_{pr}, г/мин**	**Выбросы ЗВ**	
			г/сек	**т/год**
Оксид углерода (CO)	6.1	3	**0.00133**	**0.00075**
Бензин (CH)	1	0.4	**0.00018**	**0.00010**
Диоксид серы (SO_2)	0.54	0.113	**0.00005**	**0.00003**
Диоксид азота (NO)	4	1	0.00047	0.00027
в том числе: NO_2			**0.00038**	**0.00021**
NO			**0.00006**	**0.00003**

Источник №0139. Электромеханическая мастерская

Расчеты выбросов ЗВ выполнены согласно РНД 211.2.02.06-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)», Астана 2005

Источник выделения №001, Сверлильный станок JET JDP-10

№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:** Технология обработки: механическая обработка чугуна			
	Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей			
	Вид станков: Сверлильные станки			
	Фонд времени работы оборудования	T	ч/год	400
	Число станков данного типа	N	шт.	1
	Число станков данного типа, работающих одновременно	NS	шт.	1
	Коэффициент гравитационного оседания	k		0.2
	Удельный выброс вещества: взвешенные вещества	Q	г/с	0.0011
2.	**Расчет:** Количество выбросов :			
	$M_{т/год}$ = 3600*k*Q*T/106	$M_{взвеш. в-ва}$	т/год	**0.00032**
	$M_{г/с}$ =k*Q*NS	$M_{взвеш. в-ва}$	г/с	**0.00022**

Источник выделения №002, Сверлильный станок JET GHD-22

№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:** Технология обработки: механическая обработка чугуна			
	Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей			
	Вид станков: Сверлильные станки			
	Фонд времени работы оборудования	T	ч/год	400
	Число станков данного типа	N	шт.	1
	Число станков данного типа, работающих одновременно	NS	шт.	1
	Коэффициент гравитационного оседания	k		0.2
	Удельный выброс вещества: взвешенные вещества	Q	г/с	0.0011
2.	**Расчет:** Количество выбросов :			
	$M_{т/год}$ = 3600*k*Q*T/106	$M_{взвеш. в-ва}$	т/год	**0.00032**
	$M_{г/с}$ =k*Q*NS	$M_{взвеш. в-ва}$	г/с	**0.00022**

Источник выделения №003, Углошлифовальные станки "Болгарка"

№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:** Технология обработки: механическая обработка металлов			
	Вид оборудования: Плоскошлифовальные			

	станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм			
	Фонд времени работы оборудования	T	ч/год	400
	Число станков данного типа	N	шт.	3
	Число станков данного типа, работающих одновременно	NS	шт.	1
	Коэффициент гравитационного оседания	k		0.2
	Удельный выброс вещества:			
	пыль абразивная	$Q_{пыль абраз.}$	г/с	0.016
	взвешенные вещества	$Q_{взв. в-ва}$	г/с	0.026
2.	**Расчет:**			
	Количество выбросов пыли абразивной			
	$M_{т/год} = 3600*k*Q*T/10^6$	$M_{пыль абраз.}$	т/год	**0.0138**
	Мг/с =k*Q*NS	$M_{пыль абраз.}$	г/с	**0.0032**
	количество выбросов взвешенного вещества			
	$M_{т/год} = 3600*k*Q*T/10^6$	$M_{взв. вещ.}$	т/год	**0.0225**
	Мг/с =k*Q*NS	$M_{взв. вещ.}$	г/с	**0.0052**

Источник выделения №004, Заточной станок
Расчет выбросов вредных загрязняющих веществ от заточного станка

№ п.п.	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Коэффициент гравитационного оседания (п.5.3.2)	к		0.2
	Удельный выброс абразивной пыли	Q	г/с	0.0105
	Удельный выброс взвешенного вещества (2902)	Q	г/с	0.0245
	Время работы технологического оборудования	T	ч/год	200
2.	**Расчет:**			
2.1	Выброс абразивной пыли			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.0021**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.0015**
2.2	Выброс взвешенного вещества (2902)			
	Мс = к*Q	Мс	г/с	**0.0049**
	Мгод = 3600*к*Q*T/10^6	Мгод	т/год	**0.0035**

Итоговые выбросы:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
2902	Взвешенные вещества	0.0105	0.0266
2930	Пыль абразивная	0.0053	0.0153

Источник выброса №0140 Пожарное депо (дефлектор)
Источник выделения №001, Пожарное депо на 3 машино-места

Для теплых закрытых стоянок удельные выбросы ЗВ в холодный и переходный период года принимаются равными удельным выбросам в теплый период.

Расчет выбросов произведен согласно "Методики расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий" (Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п)

Результаты расчета выбросов от грузовых автомобилей, работающих на дизтопливе

За год

D_p, сут	Nk, шт.	$a_в$	Nkв, шт.	L_1, км	L_2, км	N'_k, шт.		Выбросы	
365	3	1.0	3	0.005	0.02	1			
Код ЗВ	$t_{пр}$, мин.	$m_{прik}$, г/мин (таб. 3.7)	$t_{хх1}$, $t_{хх2}$, мин	$m_{ххik}$, г/мин (таб. 3.9)	m_{Lik}, г/км (таб. 3.8)	M_{1ik} (ф. 3.1), г	M_{2ik}, (ф. 3.2), г	Макс.-разовый выброс (ф-ла 3.10), г/с	Валовый выброс (ф-ла 3.7), т/год
Углерод оксид	4	1.9	1	1.5	3.5	9.12	1.57	0.00253	0.01170
Керосин	4	0.3	1	0.25	0.7	1.45	0.26	0.00040	0.00188
Оксиды азота	4	0.5	1	0.5	2.6	2.513	0.55	0.00070	0.00336
Углерод (сажа)	4	0.02	1	0.02	0.2	0.101	0.02	0.00003	0.00014
Сера диоксид	4	0.072	1	0.072	0.39	0.36	0.08	0.00010	0.00048

Итого:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
337	Углерод оксид	0.00253	0.01170
2732	Керосин	0.00040	0.00188
	Оксиды азота (NOx)	0.00070	0.00336
301	Диоксид азота NO2	0.00056	0.00268

304	Оксид азота NO	0.00009	0.00044
328	Углерод (сажа)	0.00003	0.00014
330	Сера диоксид	0.00010	0.00048

Источник выделения №002, Стоянка машины скорой помощи

Расчет выбросов загрязняющих веществ при работе и движении автомобилей по территории стоянки (запуск и разогрев двигателя, работа на холостом ходу, маневрирование)

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**				Максимальный разовый выброс (г/с):	
1.1	Кол-во легк. автот.на бензине, проез.-щих по внут.проезду	Nкр	ед.	1	$G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})/3600$, ф-ла 3.13	
1.2	Протяженность внутреннего проезда	Lp	км	0.005		
1.3	Количество дней работы в расчетном периоде	D_p	дн.		Валовый выброс вещества по периодам года (т/год):	
	период года Т- теплый	J		153	$M_J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*10^{-6}$, ф-ла 3.11	
	П-переходный			61	Общий валовый выброс вещества (т/год):	
	Х-холодный			151	$M=M^T+M^П+M^X$, ф-ла 3.12	

2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ	
			Т	П	Х	Т	П	Х	**г/с**	**т/год**
2.1	Легковой автотранспорт, работающий на бензине -	Оксид углерода	13.20	14.85	16.50	0.000010	0.000005	0.000012	0.000023	0.000027
		Диоксид азота	0.24	0.24	0.24	0.0000001	0.0000001	0.00000014	0.0000003	0.0000004
		Оксид азота	0.24	0.24	0.24	0.00000002	0.00000001	0.00000002	0.0000004	0.0000006
		Бензин	1.70	2.25	2.5	0.000001	0.000001	0.000002	0.000003	0.000004
		Диоксид серы	0.063	0.071	0.079	0.00000005	0.00000002	0.00000006	0.0000001	0.0000001

ИТОГО:

Код	Примесь	Выброс г/с*	Выброс т/год
301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0000003	0.0000004
304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.00000004	0.0000001
330	Сера диоксид	0.0000001	0.0000001
337	Углерод оксид	0.000023	0.000027
2704	Бензин	0.0000035	0.000004

Источник выделения №003 - Автомойка

Исходные данные:			***Расчетные формулы:***
Расстояние от ворот помещения мойки моечной установки, км	S_n	0.05	**$M_{год}=(ML*Sn+M_{pr}*T_{pr}*B)*N_k*10^{-6}$, т/год**
Количество автомобилей, обслуженных мойкой в течение года	N_k	52	**$M_{сек}=(ML*Sn+M_{pr}*T_{pr}*B)*N_{kl}/3600$, г/с**
Наибольшее кол-во автомобилей, обслуживаемых мойкой в течение часа	N_{kl}	1	
Среднее число пусков двигателя одного автомобиля в помещении мойки	B	3	
Время прогрева, мин	T_{pr}	0.5	

Наименование ЗВ	**ML, г/км**	**M_{pr}, г/мин**	**Выбросы ЗВ**	
			г/сек	**т/год**
Оксид углерода (CO)	6.1	3	**0.00133**	**0.00025**
Бензин (CH)	1	0.4	**0.00018**	**0.00003**
Диоксид серы (SO_2)	0.54	0.113	**0.00005**	**0.00001**
Диоксид азота (NO)	4	1	0.00047	0.00009
в том числе: NO_2			**0.00038**	**0.00007**
NO			**0.00006**	**0.00001**

Итоговые выбросы от источника 0140:

Код ЗВ	**Наименование ЗВ**	**Выбросы**	
		г/с	**т/год**
301	Диоксид азота	0.00094	0.00276
304	Оксид азота	0.00015	0.00045
328	Углерод (сажа)	0.00003	0.00014

330	Сера диоксид	0.00016	0.00049
337	Углерод оксид	0.00389	0.01198
2704	Бензин	0.00018	0.00004
2732	Керосин	0.00040	0.00188

ИЗА	**0141**	**Дизельный генератор Caterpillar 500 (CAT SR500)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	440	1500	92.4	2.84	31
Диаметр выхлопной трубы				м	0.25
Высота выхлопной трубы				м	3
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.1733	0.1136
301	Азота диоксид			0.9386	0.0909
304	Азота оксид			0.1525	0.0148
328	Сажа	0.5	2	0.0611	0.0057
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1467	0.0142
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.7578	0.0738
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000015	0.0000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0147	0.0014
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.3544	0.0341
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	2.2440
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8{,}72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.8057
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3591
$hg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3{,}14 * d^2)$			м/с	45.7366

ИЗА	**0146**	**Дизельный генератор Caterpillar 500 (CAT SR500)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	440	1500	92.4	2.43	26
Диаметр выхлопной трубы				м	0.25
Высота выхлопной трубы				м	3
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.1733	0.0972
301	Азота диоксид			0.9386	0.0778
304	Азота оксид			0.1525	0.0126
328	Сажа	0.5	2	0.0611	0.0049
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1467	0.0122
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.7578	0.0632
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000015	0.0000001
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0147	0.0012
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.3544	0.0292
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	2.2440
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8{,}72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.8057
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3591
$hg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3{,}14 * d^2)$			м/с	45.7366

ИЗА	0401	Дизельгенератор Caterpillar 3306 Модель 225 (резервный)			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	200	1500	42.0	5.03	120
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210

Расчет выбросов:

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.5333	0.2012
301	Азота диоксид			0.4266	0.161
304	Азота оксид			0.0693	0.0262
328	Сажа	0.5	2	0.0278	0.0101
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0667	0.0252
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.3444	0.1308
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000007	0.0000003
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0067	0.0025
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1611	0.0604
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.9688
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.3662
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3780
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	30.8527

Источник №6101. Пункт заправки автомобилей ТРК (Р-702)
Топливо-раздаточная колонка (при заполнении баков а/м)

Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитываются по формуле (9.2.6 и 9.2.7):

Удельные выбросы при проливах	**J**	50	г/м³	**$G_{трк}=G_{б.а.}+G_{пр.а}$** **$G_{б.а}=(C_б^{оз}*Q_{оз}+C_б^{вл}*Q_{вл})*0,000001$** **$G_{пр.а}=0,5*J*(Q_{оз}+Q_{вл})*0,000001$**
Количество диз.топлива в осенне-зимний период	**$Q_{оз}$**	18.27	м³	
Количество диз.топлива в весенне-летний период	**$Q_{вл}$**	18.27	м³	Максимально-разовый выброс: **$M=V_{сл}*C_{б.а/м}^{max}/3600$**
Диаметр	**d**	0.2	м	

Расчетные показатели:

Фактический максимальный расход топлива через ТРК	**$V_{сл}$**	1.6	$м^3$/час
Максим.концентрация паров н/п в выбросах п/в смеси при заполнении баков (Пр.12)	**$C_{б.а/м}^{max}$**	3.92	$г/м^3$
Концентрация паров н/п в выбросах п/в смеси при заполнении баков в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 15)	**$C_б^{оз}$**	1.98	г/т
	$C_б^{вл}$	2.66	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу			**0.00174**	**г/с**
углеводороды С12-С19	%	99.72	0.00174	
сероводород	%	0.28	0.000005	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:			**0.00100**	**т/год**
углеводороды С12-С19	%	99.72	**0.00100**	
сероводород	%	0.28	**0.00000**	
выбросы ЗВ из баков автомобилей:		$G_{б.а}$	0.00008	т/год
выбросы ЗВ от проливов нефтепродуктов на поверхность:		$G_{пр.а}$	0.00091	т/год

Объем выбросов всего		
$V=V_ч^{max}/3600$	$м^3$/с	**0.0004**

Средняя скорость газовоздушной смеси **$w=(4*V)/(3.14*d^2)$**	**м/с**	**0.0142**

Площадка ТРК (ЗРА и ФС)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка ТРК
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные: Количество выбросов: запорно-регулирующая арматура	Пзд	мг/с	3.61	

фланцевые соединения	Пфд	мг/с	0.11	
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12
Количество фланцевых соединений	nф	шт		24
Расчет:				
дренаж (углеводороды С12-С19):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		15.9438
Максимально-разовые выбросы		**г/с**		**0.01594**
углеводороды С12-С19	99.72	%		0.01590
сероводород	0.28	%		0.00004
Валовые выбросы		**т/год**		**0.50280**
углеводороды С12-С19	99.72	%		0.50140
сероводород	0.28	%		0.00141

Источник №6102 - Насосы для подачи дизельного топлива						
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	50.0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3.6$	$M_{сек}$	г/с		0.04 * 2 / 3.6	0.0222
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		%	*99.72*		***0.02216***
	сероводород		%	*0.28*		***0.00006***
	$M_{год}$ = Q * n * T * 10^{-3} (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.04 * 2 * 50.0 * 0.001	0.0040
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		%	*99.72*		***0.00399***
	сероводород		%	*0.28*		***0.000011***
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.04		

Источник №№6103, 6104, 6105, 6130. ЗРА и ФС Площадки приемного манифольда А-101, А-102 и А-103, АГЗУ "Спутник" СП-102.							
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка приемного манифольда А-101 №6103	Площадка приемного манифольда А-102 №6104	Площадка АГЗУ "Спутник" СП-102 №6105	Площадка входного манифольда А-103 №6130
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		44	13	5	11
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		103	29	14	15
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		44	13	5	11
Количество фланцевых соединений	nф	шт		103	29	14	15
Расчет:							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		75.77836	22.38047	8.62495	18.88009
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.07578**	**0.02238**	**0.00862**	**0.01888**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**2.38975**	**0.70579**	**0.27200**	**0.59540**
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		5.80120	1.71170	0.66290	1.43310
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00580**	**0.00171**	**0.00066**	**0.00143**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.18295**	**0.05398**	**0.02091**	**0.04519**

Источник №№6106, 6107. ЗРА и ФС Площадка печей ППТ-1,6 и ППТ-0,2 (Н-401А/В/D/С), резервуаров нефти Т-101/102/103/104					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка печей Н-401 A/B/D/C №6106	Площадка резервуаров Т-101/2/3/4 №6107
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Исходные данные:					
Количество выбросов:					
запорно-регулирующая арматура на диз.топливо	Пзд	мг/с	3.61		
фланцевые соединения на диз.топливо	Пфд	мг/с	0.11		
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83		

фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2		
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83		
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08		
газ:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		20	8
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		45	24
нефть:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		20	8
Количество фланцевых соединений	nф	шт		44	24
диз.топливо:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		3	
Количество фланцевых соединений	nф	шт		6	
Расчет:					
газ (углеводороды С1-С5):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		34.43380	13.80952
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.03443**	**0.01381**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**1.08590**	**0.43550**
нефть (углеводороды С6-С10):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		2.63240	1.06320
углеводороды С6-С10		**г/с**		**0.00263**	**0.00106**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.08302**	**0.03353**
диз.топливо:					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с		1.08300	
		г/с		0.00108	
углеводороды С12-С19		*%*	*99.72*	***0.00108***	
сероводород		*%*	*0.28*	***0.000003***	
		т/год		0.03415	
углеводороды С12-С19		*%*	*99.72*	***0.03406***	
сероводород		*%*	*0.28*	***0.00010***	

Источники №№6108, 6110, 6113, 6116, 6118. ЗРА и ФС
Площадки сепараторов FS-502, V-211/311, V-201/301, V-511, V-602

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка сепаратора FS-502 №6108	Площадка сепараторов V-211, V-311 №6110	Площадка 3-фазн.сепар. 1 и 2 ступени V-201/301 №6113	Площадка сепаратора V-511 №6116	Площадка сепаратора V-602 и отстойника V-603 пластовой воды №6118
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Исходные данные:								
Количество выбросов:								
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61					
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11					
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83					
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2					
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83					
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08					
газ:								
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		1	7	4	8	1
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		6	28	11	26	4
нефть:								
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			16	3	2	6
Количество фланцевых соединений	nф	шт			52	9	4	12
конденсат:								
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		9		3	5	2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		23		9	11	6
Расчет:								
газ (углеводороды С1-С5):								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		1.74419	12.12533	6.89876	13.82152	1.73219
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00174**	**0.01213**	**0.00690**	**0.01382**	**0.00173**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.05500**	**0.38238**	**0.21756**	**0.43588**	**0.05463**
нефть (углеводороды С6-С10):								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с			2.13280	0.39870	0.26260	0.78780
углеводороды С6-С10		г/с			**0.00213**	**0.00040**	**0.00026**	**0.00079**
углеводороды С6-С10		**т/год**			**0.06726**	**0.01257**	**0.00828**	**0.02484**
конденсат (углеводороды С1-С5):								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с		11.98535		4.00245	6.64875	2.66830
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01199**		**0.00400**	**0.00665**	**0.00267**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.37797**		**0.12622**	**0.20967**	**0.08415**

Источник №6109. Расчет выбросов ЗВ от факельного сепаратора FS-502

Исходные данные:				Расчетная формула:
Давление в аппарате	P	6000	гПа	$\Pi = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$

Объем аппарата	V	10	м^3										
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.57											
Время работы	T	8760	час/год										
Расчет выбросов углеводородов С1-С5:		**Пр**	**кг/час**	0,004(	6000	*	10	/	1011)$^{0.8}$/	0.57		0.1840
			г/с		0.1840	*	1000	/	3600			**0.05112**
			т/год		0.1840	/	1000	*	8760			**1.61216**

Источник №6111. Расчет выбросов ЗВ от сепаратора первой ступени V-211

Исходные данные:

Расчетная формула:

$$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$$

Давление в аппарате	P	1600	гПа									
Объем аппарата	V	50	м^3									
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.43										
Время работы	T	8760	час/год									
Расчет выбросов углеводородов:		**Пр**	**кг/час**	0,004(	1600	*	50	/	1011)$^{0.8}$/	0.43		0.3071
			г/с		0.3071	*	1000	/	3600			**0.08530**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*0.08230*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.00300*
			т/год		0.3071	/	1000	*	8760			**2.69009**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*2.59540*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.09469*

Источник №6112. Расчет выбросов ЗВ от сепаратора второй ступени V-311

Исходные данные:

Расчетная формула:

$$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$$

Давление в аппарате	P	500	гПа									
Объем аппарата	V	50	м^3									
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.43										
Время работы	T	8760	ч/год									
Расчет выбросов углеводородов:		**Пр**	**кг/час**	0,004(	500	*	50	/	1011)$^{0.8}$/	0.43		0.1211
			г/с		0.1211	*	1000	/	3600			**0.03364**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*0.03245*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.00118*
			т/год		0.1211	/	1000	*	8760			**1.06083**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*1.02349*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.03734*

Источник №6114. Расчет выбросов ЗВ от 3-ех фазного сепаратора первой ступени V-201

Исходные данные:

Расчетная формула:

$$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$$

Давление в аппарате	P	3000	гПа									
Объем аппарата	V	10	м^3									
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.43										
Время работы	T	8760	час									
Расчет выбросов углеводородов:		**Пр**	**кг/час**	0,004(	3000	*	10	/	1011)$^{0.8}$/	0.43		0.14012
			г/с		0.1401	*	1000	/	3600			**0.03892**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*0.03755*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.00137*
			т/год		0.1401	/	1000	*	8760			**1.22742**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*1.18421*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.04321*

Источник №6115. Расчет выбросов ЗВ от 3-х фазного сепаратора второй ступени V-301

Исходные данные:

Расчетная формула:

$$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$$

Давление в аппарате	P	500	гПа									
Объем аппарата	V	10	м^3									
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.43										
Время работы	T	8760	час/год									
Расчет выбросов углеводородов:		**Пр**	**кг/час**	0,004(	500	*	10	/	1011)$^{0.8}$/	0.43		0.0334
			г/с		0.0334	*	1000	/	3600			**0.00928**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*0.00896*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.00033*
			т/год		0.0334	/	1000	*	8760			**0.29273**
углеводороды С1-С5		*96.48*	*%*									*0.28243*
углеводороды С6-С10		*3.52*	*%*									*0.01030*

Источник №6117. Расчет выбросов ЗВ от газового сепаратора V-511						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**					
1.1.	Объем аппарата	V	$м^3$	5	$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
1.2	Давление в аппарате	P	гПа	7000		
1.3	Средняя молекулярная масса паров	Мп	г/моль	63		
1.4	Время работы	T	час	8760		
1.5	Средняя температура в аппарате	t	К	723		
2	Количество выбросов углеводородов С1-С5 составит:		Пр	кг/час	Пр = 0,037 * *	0.1861
			Пр	г/с	0.1861 * 1000 / 3600	**0.0517**
			Пр	т/год	0.05 / 1000000 * 3600 * 8760	**1.6303**

Источник №6119. Расчет выбросов ЗВ от сепаратора пластовой воды V-602						
Исходные данные:				Расчетная формула:		
Давление в аппарате	P	300	гПа	$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$		
Объем аппарата	V	10	$м^3$			
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.51				
Время работы	T	8760	час			
Расчет выбросов углеводородов:		**Пр**	**кг/час**	0,004(300 * 10 / 1011)$^{0.8}$/ 0.51		0.0187
			г/с	0.0187 * 1000 / 3600		**0.00520**
углеводороды С1-С5		*10*	*%*			*0.00052*
углеводороды С6-С10		*5*	*%*			*0.00026*
			т/год	0.0187 / 1000 * 8760		**0.16402**
углеводороды С1-С5		*10*	*%*			*0.01640*
углеводороды С6-С10		*5*	*%*			*0.00820*

Источники №№6120, 6122. ЗРА и ФС Площадки дренажных емкостей Т-301, Т-401А/В и ЕК-1/2/3					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка дренажных емкостей Т-301,Т-401А/В №6120	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3 №6122
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Исходные данные:					
Количество выбросов:					
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61		
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11		
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83		
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2		
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83		
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08		
газ:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		3	3
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		9	9
нефть:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4	4
Количество фланцевых соединений	nф	шт		8	8
конденсат:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		9	14
Количество фланцевых соединений	nф	шт		24	31
Расчет:					
газ (углеводороды С1-С5):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0{,}293+n_ф*П_ф*0{,}03$		мг/с		5.17857	5.17857
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00518**	**0.00518**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.16331**	**0.16331**
нефть (углеводороды С6-С10):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0{,}07+n_ф*П_ф*0{,}02$		мг/с		0.52520	0.52520
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00053**	**0.00053**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.01656**	**0.01656**
конденсат (углеводороды С1-С5):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0{,}365+n_ф*П_ф*0{,}05$		мг/с		11.99085	18.61760
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01199**	**0.01862**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.37814**	**0.58712**

Источник №6121. Расчет выбросов ЗВ от центробежного насоса дренажных емкостей Т-301,401А/В					
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат

1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	3		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.02 * 3 / 3.6	**0.01667**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.02 * 3 * 8760 * 0.001	**0.52560**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.02		

Источник №6123. Расчет выбросов ЗВ от насосов дренажных емкостей ЕК-1/2/3						
№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	3		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.02 * 3 / 3.6	**0.01667**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.02 * 3 * 8760.0 * 0.001	**0.52560**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.02		

Источник №6124. ЗРА и ФС Площадка БКУ				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БКУ №6124
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11	
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08	
газ:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		5
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		10
нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4
Количество фланцевых соединений	nф	шт		8
конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4
Количество фланцевых соединений	nф	шт		9
Расчет:				
газ (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		8.60095
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00860**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.27121**
нефть (углеводороды С6-С10):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		0.52520
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00053**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.01656**
конденсат (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		5.32010
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00532**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.16777**

Источник №6125. Расчет выбросов ЗВ от компрессора БКУ						
№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество компрессоров	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых					

	в атмосферу, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.12 * 1 / 3.6	**0.0333**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.12 * 1 * 8760 * 0.001	**1.0512**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.12		

Источник №6126. ЗРА и ФС Площадка Блока дозирования хим.реагентов БДР-2,5				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР-2,5 №6126
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.11	
запорно-регулирующая арматура на метанол	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на метанол	Пфн	мг/с	0.08	
метанол:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		6
Количество фланцевых соединений	nф	шт		12
дренаж:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		1
Количество фланцевых соединений	nф	шт		3
Расчет:				
метанол:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		0.79740
		г/с		**0.00080**
		т/год		**0.02515**
дренаж (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		1.33415
		г/с		**0.00133**
		т/год		**0.04207**

Источник №6127 - Мелкие строительные работы (сварочные работы, УОНИ-13/55)				
№ п.п	**Наименование, формула**	**Обозначен.**	**Единица измерен.**	**Количество**
1.	**Исходные данные:**			
	Расход сварочного материала УОНИ-13/55	B	кг/год	3250.0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	2920.0
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемого материала:	K^x_m	г/кг	
	железо оксид	$K_{железо\ оксид}$	г/кг	13.90
	марганец и его соединения	$K_{марг.}$	г/кг	1.09
	соединения кремния	K_{SiO2}	г/кг	1.0
	фториды	Кфт.	г/кг	1.00
	фтористый водород	K_{HF}	г/кг	0.93
	диоксид азота	$K_{диоксид\ азота}$	г/кг	2.70
	оксид углерода	$K_{оксид\ углерода}$	г/кг	13.30
2.	**Расчет:**			
	Количество выбросов оксида железа			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{оксид\ железа}/1000000$	$M_{оксид\ железа}$	т/год	**0.04518**
	$M_{г/с} = K_{оксид\ железа.}*B/t\ /3600$	$M_{оксид\ железа}$	г/с	**0.00430**
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{мар}/1000000$	$M_{марг.}$	т/год	**0.00354**
	$M_{г/с} = K_{марг.}*B/t\ /3600$	$M_{марг.}$	г/с	**0.00034**
	количество выбросов соединения кремния			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{sio2}/1000000$	M_{SiO2}	т/год	**0.00325**
	$M_{г/с} = K_{SiO2}*B/t\ /3600$	M_{SiO2}	г/с	**0.00031**
	количество выбросов фтористого водорода			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{HF}/1000000$	M_{HF}	т/год	**0.00302**
	$M_{г/с} = K_{HF}*B/t\ /3600$	M_{HF}	г/с	**0.00029**
	количество выбросов фторидов			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{фт.}/1000000$	$M_{фт}$	т/год	**0.00325**
	$M_{г/с} = K_{фт}*B/t\ /3600$	$M_{фт}$	г/с	**0.00031**
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{диоксида\ азота}/1000000$	$M_{диоксид\ азота}$	т/год	**0.00878**
	$M_{г/с} = K_{диоксида\ азота}*B/t\ /3600$	$M_{диоксид\ азота}$	г/с	**0.00083**
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{оксида\ углерода}/1000000$	$M_{оксид\ углерода}$	т/год	**0.04323**
	$M_{г/с} = K_{оксида\ углерода}*B/t\ /3600$	$M_{оксид\ углерода}$	г/с	**0.00411**

Источник №6127 - Мелкие строител.работы (свар.работы, пропан-бутановой смесью)				
№	**Наименование,**	**Обозначен.**	**Единица**	**Количество**

п.п	формула		измерен.	
1.	**Исходные данные:**			
	Расход пропан-бутановой смеси:	B	кг/год	456.0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	1000.0
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемой смеси:	K^x_m	г/кг	
	диоксид азота	$K_{\text{диоксид азота}}$	г/кг	15.00
2.	**Расчет:**			
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{\text{диоксида азота}}/1000000$	$M_{\text{диоксид азота}}$	т/год	**0.00684**
	$M_{г/с} = K_{\text{диоксида азота}}*B/t /3600$	$M_{\text{диоксид азота}}$	г/с	**0.00190**

Источник №6127 - Мелкие строительные работы (сварочные работы, ацетилен)				
№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Расход ацетилена:	B	кг/год	36.0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	1000.0
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемой смеси:	K^x_m	г/кг	
	диоксид азота	$K_{\text{диоксид азота}}$	г/кг	2.70
2.	**Расчет:**			
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{\text{диоксида азота}}/1000000$	$M_{\text{диоксид азота}}$	т/год	**0.00010**
	$M_{г/с} = K_{\text{диоксида азота}}*B/t /3600$	$M_{\text{диоксид азота}}$	г/с	**0.00003**

Источник №6127 - Мелкие строительные работы (сварочные работы, аргон)				
№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	**Исходные данные:**			
	Расход аргона:	B	кг/год	40.0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч/год	48.0
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемого материала:	K^x_m	г/кг	
	марганец и его соединения	$K_{марг.}$	г/кг	0.02
	триоксид хрома (CrO3 - 0203)	K_{SiO2}	г/кг	0.02
	титан диоксид (TiO2 - 0118)	$K_{\text{оксид углерода}}$	г/кг	9.16
2.	**Расчет:**			
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{мар}/1000000$	$M_{марг.}$	т/год	**0.0000008**
	$M_{г/с} = K_{марг.}*B/t /3600$	$M_{марг.}$	г/с	**0.000005**
	количество выбросов триоксида хрома			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{CrO3}/1000000$	M_{CrO3}	т/год	**0.0000008**
	$M_{г/с} = K_{CrO3}*B/t /3600$	M_{CrO3}	г/с	**0.000005**
	количество выбросов диоксида титана			
	$M_{т/год} = B_{год}*K_{TiO2}/1000000$	M_{TiO2}	т/год	**0.00037**
	$M_{г/с} = K_{TiO2}*B/t /3600$	M_{TiO2}	г/с	**0.00212**

Итоговые выбросы от источника 6127:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы	
		г/с	т/год
118	титан диоксид	0.00212	0.00037
123	Оксид железа	0.00430	0.04518
143	марганец и его соединения	0.00034	0.00354
203	хром триоксид	0.000005	0.000001
301	диоксид азота	0.00276	0.01571
337	оксид углерода	0.00411	0.04323
342	фтористый водород	0.00029	0.00302
344	фториды	0.00031	0.00325
2908	пыль неорганическая	0.00031	0.00325

Источник №6128. Мелкие строительные работы на месторождении (лакокрасочные работы)

РНД 211.2.02.05-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов. Астана, 2005

Расчет выбросов ЗВ в атмосферу при грунтовочных и лакокрасочных работах

Марки лакокрасочных материалов	Расход материала		Содержание компонентов "х" входядящих в состав лакокрасочных материалов,□х.%						Доля летучей части $f_р$%	Доля раств.при нанесении	
	$m_ф$	$m_м$								при окраске □□р	при сушке □"р □
	т/год	кг/час	ксилол	бутилацетат	ацетон	спирт бутиловый	толуол	этилацетат			
ЭП-057	0.3	1.50	-	33	4	4	43	16	76.5	28	72
ЭП-1155	0.2	1.00	37.25	29.55	31.42	-	1.78	-	59	28	72
время работы	ч/год	200									

Максимальный выброс индивидуальных летучих компонентов ЛКМ рассчитывается по формулам:

при окраске: $M^x_{окр} = \frac{m_м * f_р * \delta_р * \delta_х}{1000000 * 3,6};$ при сушке: $M^x_{суш} = \frac{m_х * f_р * \delta_р * \delta_х}{1000000 * 3.6};$

Валовый выброс индивидуальных летучих компонентов ЛКМ рассчитывается по формулам:

при окраске: $M^x_{окр} = \frac{m_ф * f_р * \delta_р * \delta_х}{1000000};$ при сушке: $M^x_{суш} = \frac{m_ф * f_р * \delta_р * \delta_х}{1000000};$

при окраске:	**ксилол**		**бутилацетат**		**ацетон**		**спирт бутиловый**		**толуол**		**этилацетат**	
	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год
ЭП-057	-	-	0.02945	0.02121	0.00357	0.00257	0.00357	0.00257	0.03838	0.02763	0.01428	0.01028
ЭП-1155	0.01709	0.01231	0.01356	0.00976	0.01442	0.01038	-	-	0.00082	0.00059	-	-
Всего:	**0.01709**	**0.01231**	**0.04301**	**0.03097**	**0.01799**	**0.01295**	**0.00357**	**0.00257**	**0.03919**	**0.02822**	**0.01428**	**0.01028**
при сушке:	**ксилол**		**бутилацетат**		**ацетон**		**спирт бутиловый**		**толуол**		**этилацетат**	
	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год
ЭП-057			0.07574	0.05453	0.00918	0.00661	0.00918	0.00661	0.09869	0.07105	0.03672	0.02644
ЭП-1155	0.04396	0.03165	0.03487	0.02511	0.03708	0.02669	-	-	0.00210	0.00151	-	-
Всего:	**0.04396**	**0.03165**	**0.11060**	**0.07963**	**0.04626**	**0.03330**	**0.00918**	**0.00661**	**0.10079**	**0.07257**	**0.03672**	**0.02644**

Общий валовый и максимальный выброс по каждому компоненту летучей части ЛКМ рассчитывается по формуле: $M^x_{общ}=M^x_{окр}+M^x_{суш}$

Наименование ЗВ	**г/сек**	**т/год**
ксилол	0.06105	0.04396
толуол	0.13998	0.10079
спирт бутиловый	0.01275	0.00918
бутилацетат	0.15362	0.11060
этилацетат	0.05100	0.03672
ацетон	0.06424	0.04626
итого:	**0.48264**	**0.34750**

Источник №6129 - Стоянка автотранспорта, расположенная на ЦПС

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**				Максимальный разовый выброс (г/с):	
1.1	кол-во автот.на бензине, проез.-щих по внут.проезду	Nб	ед.	15	$G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})\backslash 3600$	
	кол-во автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду	Nдт	ед.	15		
	кол-во груз.автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду	Nдт	ед.	5		

1.2	протяженность внутреннего проезда		Lp	км	0.02						
1.3	количество дней работы в расчетном периоде		D_p	дней	365	Валовый выброс вещества по периодам года (т/год): $M^J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*0,000001$					
1.4	период года		J	Т, П, Х		Общий валовый выброс вещества (т/год): $M=M^T+M^П+M^X$					
2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ		
			Т	П	Х	Т	П	Х	**г/с**	**т/г**	
2.1	Легковой автотранспорт, работающий на дизельном топливе	Оксид углерода	1.8	2.0	2.2	0.00020	0.00022	0.00024	0.00018	0.00065	
		Диоксид азота	1.9	1.9	1.9	0.00017	0.00017	0.00017	0.00013	0.00050	
		Оксид азота	1.9	1.9	1.9	0.00003	0.00003	0.00003	0.00002	0.00008	
		Углеводороды С12-С19	0.4	0.5	0.5	0.00004	0.00005	0.00005	0.00004	0.00015	
		Диоксид серы	0.25	0.28	0.31	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00009	
		Сажа	0.10	0.14	0.15	0.00001	0.00001	0.00002	0.00001	0.00004	
2.2	Легковой автотранспорт, работающий на бензине	Оксид углерода	13.3	14.9	16.6	0.00146	0.00164	0.00182	0.00138	0.00491	
		Диоксид азота	0.3	0.3	0.3	0.00003	0.00003	0.00003	0.00002	0.00009	
		Оксид азота	0.3	0.3	0.3	0.00000	0.00000	0.00000	0.000004	0.00001	
		Бензин	2.0	2.7	3.0	0.00022	0.00030	0.00033	0.00025	0.00084	
		Диоксид серы	0.09	0.10	0.11	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00003	
2.3	Грузовой автотранспорт, работающий на дизельном топливе	Оксид углерода	6.1	6.7	7.4	0.00022	0.00024	0.00027	0.00021	0.00074	
		Диоксид азота	4.0	1.9	4.0	0.00012	0.00006	0.00012	0.00009	0.00029	
		Оксид азота	4.0	1.9	4.0	0.00002	0.00001	0.00002	0.00001	0.00005	
		Углеводороды С12-С19	1.0	1.1	1.2	0.00004	0.00004	0.00004	0.00003	0.00012	
		Диоксид серы	0.54	0.60	0.67	0.00002	0.00002	0.00002	0.00002	0.00007	
		Сажа	0.30	0.36	0.40	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00004	
2.4	**Итого:**								**0.00245**	**0.00870**	
						Оксид углерода			0.00177	0.00630	
						Диоксид азота			0.00024	0.00088	
						Оксид азота			0.00004	0.00014	
						Углеводороды С12-С19			0.00008	0.00027	
						Бензин			0.00025	0.00084	
						Диоксид серы			0.00005	0.00019	
						Сажа			0.00002	0.00008	

Источник №№6132, 6133. Насос циркуляции нефти Р-201ВХ, Р-201АХ						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 1 / 3.6	**0.00833**
	углеводороды С1-С5	*96.48*	*%*			*0.00804*
	углеводороды С6-С10	*3.52*	*%*			*0.00029*
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 1 * 8760 * 0.001	**0.26280**
	углеводороды С1-С5	*96.48*	*%*			*0.25355*
	углеводороды С6-С10	*3.52*	*%*			*0.00925*
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №6131. Площадка насосов циркуляции нефти Р-201ВХ / Р-201АХ				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка насосов Р-201ВХ/АХ
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура (углевод.С1-С5)	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения (углевод.С1-С5)	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура (углевод.С6-С10)	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения (углевод.С6-С10)	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		5
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		11
углеводороды С6-С10:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		6
Количество фланцевых соединений	nф	шт		12
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		8.6070
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00861**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.27143**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		0.7878
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00079**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.02484**

Источник №6134. Расчет выбросов ЗВ от отстойника пластовой воды V-603					
Исходные данные:				Расчетная формула:	
Давление в аппарате	P	300	гПа	$П = 0,004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
Объем аппарата	V	50	$м^3$		
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.51			
Время работы	T	8760	час		
Расчет выбросов углеводородов С1-С5:	**Пр**	**кг/час**		0,004(300 * 50 / 1011)$^{0.8}$/ 0.51	0.0679
		г/с		0.0679 * 1000 / 3600	**0.01885**
углеводороды С1-С5	*5*	*%*			*0.00094*
углеводороды С6-С10	*5*	*%*			*0.00094*
		т/год		0.0679 / 1000 * 8760	**0.59438**
углеводороды С1-С5	*5*	*%*			*0.02972*
углеводороды С6-С10	*5*	*%*			*0.02972*

Источник №6135 - Крытая автостоянка № 1			
Код	***Примесь***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
301	Азота диоксид	0.000933	0.000343
304	Азота оксид	0.00015	0.0000557
328	Углерод черный	0.00003	0.0000106
330	Сера диоксид	0.0000922	0.000034
337	Углерод оксид	0.0039	0.001428
2754	Углеводороды предельные С12-19	0.000499	0.000183

Источник №6136 - Крытая автостоянка № 2			
Код	***Примесь***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
301	Азота диоксид	0.000104	0.0000765
304	Азота оксид	0.0000169	0.0000765
330	Сера диоксид	0.0000208	0.0000153
337	Углерод оксид	0.01036	0.0076
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0.001995	0.001463

Источник №6137. Расчет выбросов ЗВ от отстойника пластовой воды V-902

Исходные данные:

Давление в аппарате	P	300	гПа
Объем аппарата	V	100	м^3
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.51	
Время работы	T	8760	час

Расчетная формула:

$$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$$

Расчет выбросов углеводородов С1-С5:	**Пр**	**кг/час**	0,004(	300	*	100	/	1011)$^{0.8}$/	0.51		0.1181
		г/с		0.1181	*	1000	/	3600			**0.03282**
углеводороды С1-С5	*5*	*%*									*0.00164*
углеводороды С6-С10	*5*	*%*									*0.00164*
		т/год		0.1181	/	1000	*	8760			**1.03488**
углеводороды С1-С5	*5*	*%*									*0.05174*
углеводороды С6-С10	*5*	*%*									*0.05174*

Источник №6138. Расчет выбросов ЗВ от отстойника D-502

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**					
1.1	Конструкция резервуара: наземный					
1.2	Площадь поверхности емкости	F_i	м^2	6.0		
1.3	Время работы	T	час/год	8760		
2	**Расчет:**					
2.1	Потери вредных веществ в атмосферу с поверхности емкости: $П_i^{но} = F_i \times q_i^{но} \times K_1 \times K_2$	$П_i^{н.о.(г)}$	кг/ч		6 * 0.104 * 0.36 * 0.7	0.15725
	Удельные выбросы вредных веществ (суммарно) с поверхности (Прил. 2, табл.5)	$q_i^{но}$	кг/ч*м2	0.104		
	Коэффициент, зависящий от степени укрытия поверхности объекта (Прил. 2, табл. 6)	K_1	%	0.36		
	Коэффициент, учитывающий степень укрытия емкости с боков (Прил. 2)	K_2		0.7		
	Углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		*г/с*		0.15725 * 1000 / 3600	**0.04368**
			т/год		0.15725 / 1000 * 8760	**1.37749**

Источник №6139 Парковка (за Пождепо)

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**				Максимальный разовый выброс (г/с):	
1.1	кол-во автот.на бензине, проез.-щих по внут.проезду	Nб	ед.	5	$G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})\backslash 3600$	
	кол-во автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду	Nдт	ед.	2		
1.2	протяженность внутреннего проезда	Lp	км	0.1		
1.3	количество дней работы в расчетном периоде	D_p	дней	365	Валовый выброс вещества по периодам года (т/год):	
1.4	период года	J	Т, П, Х		$M^J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*0,000001$	
					Общий валовый выброс вещества (т/год):	
					$M=M^T+M^П+M^X$	

2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ	
			Т	П	Х	Т	П	Х	**г/с**	**т/год**
2.1	Легковой	Оксид углерода	1.8	2.0	2.2	0.00013	0.00036	0.00040	0.00031	0.00089
	автотранспорт,	Диоксид азота	1.9	1.9	1.9	0.00011	0.00028	0.00028	0.00021	0.00067
	работающий	Оксид азота	1.9	1.9	1.9	0.000018	0.00005	0.00005	0.00003	0.00011
	на дизельном	Углеводороды С12-С19	0.4	0.5	0.5	0.00003	0.00008	0.00009	0.00007	0.00020
	топливе	Диоксид серы	0.25	0.28	0.31	0.000018	0.00005	0.00006	0.00004	0.00013
	-	Сажа	0.10	0.14	0.15	0.00001	0.000018	0.00003	0.000021	0.00005
2.2	Легковой	Оксид углерода	13.3	14.9	16.6	0.00243	0.00273	0.00303	0.00231	0.00818
	автотранспорт,	Диоксид азота	0.3	0.3	0.3	0.00005	0.00005	0.00005	0.00004	0.00015
	работающий	Оксид азота	0.3	0.3	0.3	0.000008	0.000008	0.000008	0.000006	0.00002
	на бензине	Бензин	2.0	2.7	3.0	0.00037	0.00049	0.00055	0.00042	0.00141
	-	Диоксид серы	0.09	0.10	0.11	0.000016	0.000018	0.000020	0.000015	0.00005
2.4	**Итого:**								**0.00347**	**0.01187**
						Оксид углерода			0.00261	0.00908
						Диоксид азота			0.00025	0.00081
						Оксид азота			0.00004	0.00013
						Углеводороды С12-С19			0.00007	0.00020
						Бензин			0.00042	0.00141
						Диоксид серы			0.00006	0.00018
						Сажа			0.00002	0.00005

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Источник №№6140, 6141, 6142, 6143. ЗРА и ФС Площадки от печей подогрева Н-034-0001А/В.							
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка установки подогрева нефти Н-034-0001А/В №6140	Площадка под арматурный узел №6141	Колодец К-1 №6142	Межплощадка №6143
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	3.61				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.11				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4	11		1
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		6	28		1
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		31	7		3
Количество фланцевых соединений	nф	шт		66	17		6
этиленгликоль:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		5		2	
Количество фланцевых соединений	nф	шт		19		4	
Расчет:							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		6.86876	18.95809		1.71419
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00687**	**0.01896**		**0.00171**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.21661**	**0.59786**		**0.05406**
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		4.07670	0.92390		0.39390
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00408**	**0.00092**		**0.00039**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.12856**	**0.02914**		**0.01242**

1078 Этиленгликоль:							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с		6.69275		2.65730	
Этиленгликоль		г/с		**0.00669**		**0.00266**	
Этиленгликоль		**т/год**		**0.21106**		**0.08380**	

Площадка 002 - УКПГ

ИЗА	**0201**	**Факел высокого давления**
ИВ	1	Сжигание газа на дежурных горелках (V7)

Расчет выполнен по методике [3]

Исходные данные

Тип сжигаемой смеси (поток) газовая смесь	1
Продолжительность сжигания смеси, ч/год	8640
Количество сожженной смеси $G_т$, т	56.348
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час	6.522
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °С	30
Тип факельной установки	Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м	20
Эквивалентный диаметр выходного сопла факельной установки, dэкв., м	0.250
Полнота сгорания смеси η	0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса состав-ляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	50.36	29.314	16.04	8.0777257
Этан	C_2H_6	20.743	22.636	30.07	6.2373339
Пропан	C_3H_8	18.896	30.242	44.1	8.3333526
Бутан	C_4H_{10}	6.0933	12.852	58.12	3.5414247
Пентан и высшие	C_5H_{12}	0.697	1.825	72.15	0.5028731
Азот	N_2	2.2006	2.2369	28.01	0.6163924
Гелий	He		0	4.00	0
Водород	H_2		0	2.01	0
Углерод диоксид	CO_2	0.5409	0.8638	44.01	0.2380298
Вода	H_2O		0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$		0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0257	0.0299	32	0.0082367
Сероокись углерода	COS		0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0.0002	0.0003	34.08	6.954E-05
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S		0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S		0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$		0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	99.557	100		**27.5554**
	* - технологические данные:				**22.4751**

Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3		$\rho_г = m / 22.4$			1.00
Углерод	$[C]_m$		96.835		
Сера	$[S]_m$		0.0002		
Водород	$[H]_m$		559.89		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	2.74			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	1.8116
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	56
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м^3/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.0018
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	22.4751
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г = m / 22.4$	1.00
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	8640
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_г / (3.14 * d^2) = 1.27 B_г / d^2$	0.0367
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	383.05678
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	9.578E-05

Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.0054	0.169
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.0043	0.1352
304	Азота оксид NO	%	13		0.0007	0.022
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.0036	0.1127
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	8.6E-06	0.00027

333	Сероводород H_2S	M=0.01[H_2S]$_m$*G*(1-η), г/с	-	7.3E-09	2.3E-07
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с	0.02	0.0362	1.127
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с	0.0005	0.00091	0.0282
1715	Метилмеркаптан	M=0.01[RSH]$_m$*G*(1-η), г/с	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	M=0.01[RSH]$_m$*G*(1-η), г/с	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	M=0.01[RSH]$_m$*G*(1-η), г/с	-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	M=0.01[RSH]$_m$*G*(1-η), г/с	-	0	0

Параметры газовоздушной смеси		
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси V_0, м^3/м^3	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$	14.8723
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5]	1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси $V_{пс}$, м^3/м^3	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$	15.8723
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048\ (m)^{0.5}$	0.2276
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6]	0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м^3	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0	13757.66
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные	0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м^3	$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$	13757.664
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$	1701.1484
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2]	0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$	1743.9983
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с	$V_1 = B_г\ V_{пс}(273+T_г)/273$	0.2117
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3\ W_{ист}^2\ \rho_г / (\rho_в\ g\ d)$	0.0014198
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$	3.7500
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$	23.7500
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14\ L_ф + 0.49\ d$	0.6475
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14\ D_ф^2)$	0.6413

ИЗА	**0201**	**Факел высокого давления**
ИВ	2	Продувочный газ для предотвр. попадания воздуха в фак. систему (V7)

.

Исходные данные	
Тип сжигаемой смеси (поток) газовая смесь	1
Продолжительность сжигания смеси, ч/год	8640
Количество сожженной смеси $G_т$, т	925.443
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час	107.111
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C	30
Тип факельной установки	Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м	20
Эквивалентный диаметр выходного сопла факельной установки, dэкв., м	0.25
Полнота сгорания смеси η	0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса составляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	50.36	29.314	16.04	8.0777257
Этан	C_2H_6	20.743	22.636	30.07	6.2373339
Пропан	C_3H_8	18.896	30.242	44.1	8.3333526
Бутан	C_4H_{10}	6.0933	12.852	58.12	3.5414247
Пентан и высшие	C_5H_{12}	0.697	1.825	72.15	0.5028731
Азот	N_2	2.2006	2.2369	28.01	0.6163924
Гелий	He		0	4.00	0
Водород	H_2		0	2.01	0
Углерод диоксид	CO_2	0.5409	0.8638	44.01	0.2380298
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0257	0.0299	32	0.0082367
Сероокись углерода	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0.0002	0.0003	34.08	6.954E-05
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	99.557	100		**27.5554**
	* - технологические данные:				**22.4751**

Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3		$\rho_г$ = m / 22.4			1.00
Углерод	$[C]_m$		96.835		
Сера	$[S]_m$		0.0002		
Водород	$[H]_m$		559.89		

Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	2.74			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	29.7532
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	925
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м³/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.0297
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	22.4751
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г = m / 22.4$	1.00
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	8640
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_г / (3.14 * d^2) = 1.27 B_г / d^2$	0.6026
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	383.05678
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	0.001573
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается		

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.0893	2.7763
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.0714	2.221
304	Азота оксид NO	%	13		0.0116	0.3609
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.0595	1.8509
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	0.00014	0.0044
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	1.2E-07	0.0000037
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	0.5951	18.5089
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.0149	0.4627
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси V_0, м³/м³	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$ 14.8723
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5] 1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси $V_{пс}$, м³/м³	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$ 15.8723
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048 (m)^{0.5}$ 0.2276
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные 0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6] 0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м³	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0 13757.66
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные 0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м³	$Q_{нк} =Q_{нг}•100/(100+0.124•\gamma)$ 13757.664
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$ 1701.1484
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2] 0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$ 1743.9983
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м³/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$ 3.4775
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$ 0.3829616
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$ 3.7500
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$ 23.7500
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$ 0.6475
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$ 10.534

ИЗА	**0201**	**Факел высокого давления**	
ИВ	3	ТО газопроводов, аппаратов и КО (V8)	
Расчет выполнен по методике [3]			
Исходные данные			
Тип сжигаемой смеси (поток)		газовая смесь	2
Продолжительность сжигания смеси, ч/год			288
Количество сожженной смеси $G_т$, т			1282.264
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час			4452.306
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C			30
Тип факельной установки			Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м			20

Эквивалентный диаметр выходного сопла факельной установки, dэкв., м	0.250
Полнота сгорания смеси η	0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса состав-ляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	32.954	19.183	16.04	5.2858728
Этан	C_2H_6	15.637	17.064	30.07	4.7020783
Пропан	C_3H_8	22.687	36.309	44.1	10.005166
Бутан	C_4H_{10}	16.935	35.72	58.12	9.8428615
Пентан и высшие	C_5H_{12}	8.6238	22.58	72.15	6.2220511
Азот	N_2	1.4767	1.501	28.01	0.4136112
Гелий	He	0.0001	2E-05	4.00	5.718E-06
Водород	H_2	0.0002	2E-05	2.01	4.329E-06
Углерод диоксид	CO_2	0.4118	0.6577	44.01	0.1812318
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0171	0.0199	32	0.0054854
Гелий	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0	0	34.08	0
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	98.744	100		**36.6584**
	* - технологические данные:				**28.4948**

Плотность смеси в газовой фазе ρ_r, кг/м^3		$\rho_r = m / 22.4$			1.27
Углерод	$[C]_m$		104.37		
Сера	$[S]_m$		0.0000		
Водород	$[H]_m$		544.83		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	1.89			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси G_r, г/с	Технологические исходные данные	1236.7517
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	1282
Объемный расход сжигаемой смеси B_r, м^3/с	$B_r = G_r / (\rho_r * 1000)$	0.9722
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	28.4948
Плотность сжигаемой смеси ρ_r, кг/м3	$\rho_r = m / 22.4$	1.27
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	288
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_r / (3.14 * d^2) = 1.27 B_r / d^2$	19.7556
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	340.19787
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	0.0580708

Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	3.7103	3.8468
301	Азота диоксид NO_2	%	80		2.9682	3.0774
304	Азота оксид NO	%	13		0.4823	0.5001
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	2.4735	2.5645
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	0	0
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	24.735	25.6453
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.6184	0.6411
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси V_0, м^3/м^3	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$	19.6462
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5]	1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси $V_{пс}$, м^3/м^3	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$	20.6462
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048 (m)^{0.5}$	0.2562
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6]	0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м^3	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 +	18469.45

	293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0	
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные	0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м^3	$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$	18469.451
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$	1690.7345
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2]	0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °С	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$	1733.3175
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$	147.5169
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$	521.90376
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$	3.7500
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$	23.7500
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$	0.6475
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$	446.8543

ИЗА	**0201**	**Факел высокого давления**
ИВ	4	ППР газопроводов, аппаратов и КО (V8)

Расчет выполнен по методике [3]

Исходные данные

Тип сжигаемой смеси (поток) газовая смесь	2
Продолжительность сжигания смеси, ч/год	288
Количество сожженной смеси $G_т$, т	215.746
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час	749.118
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °С	30
Тип факельной установки	Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м	20
Эквивалентный диаметр переменного живого сечения выходного сопла факельной установки, dэкв. = $(1.27 B_г / W_{ист})^{1/2}$, м	0.250
Полнота сгорания смеси η	0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса составляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	50.36	29.314	16.04	8.0777257
Этан	C_2H_6	20.743	22.636	30.07	6.2373339
Пропан	C_3H_8	18.896	30.242	44.1	8.3333526
Бутан	C_4H_{10}	6.0933	12.852	58.12	3.5414247
Пентан и высшие	C_5H_{12}	0.697	1.825	72.15	0.5028731
Азот	N_2	2.2006	2.2369	28.01	0.6163924
Гелий	He	0	0	4.00	0
Водород	H_2	0	0	2.01	0
Углерод диоксид	CO_2	0.5409	0.8638	44.01	0.2380298
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0257	0.0299	32	0.0082367
Сероокись углерода	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0.0002	0.0003	34.08	6.954E-05
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	99.557	100		**27.5554**
	* - технологические данные:				**22.4751**

Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3		$\rho_г = m / 22.4$			1.00
Углерод	$[C]_m$		96.835		
Сера	$[S]_m$		0.0002		
Водород	$[H]_m$		559.89		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	2.74			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	208.0884
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	216
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м^3/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.2074
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	22.4751
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г = m / 22.4$	1.00

Полнота сгорания смеси η		Технологические исходные данные			0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период		Технологические исходные данные			288
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с		$W_{ист} = 4\ B_г / (3.14 * d^2) = 1.27\ B_г / d^2$			4.2142
Показатель адиабаты K		[методика, пункт 4.4.4.4]			1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с		$W_{зв} = 91.5\ [K\ (T_0 + 273) / m]^{0.5}$			383.05678
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$		$W_{ист}/W_{зв}$			0.0110016
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается					
Выбросы вредных веществ					
код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.6243	0.6472
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.4994	0.5178
304	Азота оксид NO	%	13		0.0812	0.0841
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.4162	0.4315
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	0.00099	0.001
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	8.4E-07	8.7E-07
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	4.1618	4.3149
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.104	0.1079
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
Параметры газовоздушной смеси						
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси V_0, м³/м³		$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$				14.8723
Коэффициент избытка воздуха α		[методика, пункт 4.2.5]				1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси $V_{пс}$, м³/м³		$V_{пс} = 1+\alpha V_0$				15.8723
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e		$e = 0.048\ (m)^{0.5}$				0.2276
Полнота сгорания смеси η		Технологические исходные данные				0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$		[методика, пункт 4.2.6]				0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м³		Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0				13757.66
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]		Технологические исходные данные				0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м³		$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$				13757.664
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$		$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$				1701.1484
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$		[методика, табл.2]				0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C		$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$				1743.9983
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м³/с		$V_1 = B_г\ V_{пс}(273+T_г)/273$				24.3208
Приведенный критерий Архимеда Ar		$Ar = 3.3\ W_{ист}^2\ \rho_г / (\rho_в\ g\ d)$				18.732001
Длина факела $L_ф$, м		$L_ф = 15d$				3.7500
Высота источника выбросов H, м		$H = L_ф + h$				23.7500
Диаметр факела $D_ф$, м		$D_ф = 0.14\ L_ф + 0.49\ d$				0.6475
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с		$W_0 = 4V_1 / (3.14\ D_ф^2)$				73.6719

ИЗА	**0201**	**Факел высокого давления**			
ИВ	5	Сжигание при ПНР (V6)			
Расчет выполнен по методике [3]					
Исходные данные					
Тип сжигаемой смеси (поток)		газовая смесь			2
Продолжительность сжигания смеси, ч/год					4320
Количество сожженной смеси $G_т$, т					346.008
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час					80.094
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C					30
Тип факельной установки					Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м					20
Эквивалентный диаметр переменного живого сечения выходного сопла факельной установки, dэкв. = $(1.27\ B_г / W_{ист})^{1/2}$, м					0.250
Полнота сгорания смеси η					0.9984
Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.					
Составляющие смеси			[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса составляющих	Мол. масса смеси, m

Метан	CH_4	32.954	19.183	16.04	5.2858728
Этан	C_2H_6	15.637	17.064	30.07	4.7020783
Пропан	C_3H_8	22.687	36.309	44.1	10.005166
Бутан	C_4H_{10}	16.935	35.72	58.12	9.8428615
Пентан и высшие	C_5H_{12}	8.6238	22.58	72.15	6.2220511
Азот	N_2	1.4767	1.501	28.01	0.4136112
Гелий	He	0.0001	2E-05	4	5.718E-06
Водород	H_2	0.0002	2E-05	2.01	4.329E-06
Углерод диоксид	CO_2	0.4118	0.6577	44.01	0.1812318
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0171	0.0199	32	0.0054854
Сероокись углерода	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0	0	34.08	0
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	98.744	100		**36.6584**
	* - технологические данные:				**28.4948**

Плотность смеси в газовой фазе ρ_r, кг/м^3		ρ_r = m / 22.4		1.27
Углерод	$[C]_m$		104.37	
Сера	$[S]_m$		0.0000	
Водород	$[H]_m$		544.83	
Влажность	$[H2O]_m$			
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	1.89		

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси G_r, г/с	Технологические исходные данные	22.2484
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	346
Объемный расход сжигаемой смеси B_r, м^3/с	$B_r = G_r / (\rho_r * 1000)$	0.0175
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	28.4948
Плотность сжигаемой смеси ρ_r, кг/м3	ρ_r = m / 22.4	1.27
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	4320
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4\ B_r / (3.14 * d^2) = 1.27\ B_r / d^2$	0.3554
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5\ [K\ (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	340.19787
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	0.0010447
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается		

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.0667	1.038
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.0534	0.8304
304	Азота оксид NO	%	13		0.0087	0.1349
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.0445	0.692
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	0	0
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	0.445	6.9202
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.0111	0.173
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси V_0, м^3/м^3	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$	19.6462
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5]	1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси $V_{пс}$, м^3/м^3	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$	20.6462
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048\ (m)^{0.5}$	0.2562
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6]	0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м^3	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0	18469.45
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные	0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м^3	$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$	18469.451

Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$	1690.7345
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2]	0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$	1733.3175
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$	2.6537
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$	0.1688981
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$	3.7500
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$	23.7500
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$	0.6475
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$	8.0385

ИЗА	**0201**	**Факел высокого давления**		
ИВ		Нормативные выбросы (учтен объем, заложенный в Программу утилизации газа)		
Расчет выполнен по методике [3]				
Итого по ИЗА - принято к расчету: Выбросы вредных веществ				
код ЗВ	Наименование вещества	постоянный сброс	максимальный залповый сброс	т/период
		г/с		
	Азота диоксид NO_x	0.0947	3.7103	8.4773
301	Азота диоксид NO_2	0.0757	2.9682	6.7818
304	Азота оксид NO	0.0123	0.4823	1.102
328	Сажа C	0.0631	2.4735	5.6516
330	Сера диоксид SO_2	0.0001486	0.00099	0.00567
333	Сероводород H_2S	1.273E-07	0.00000084	0.0000048
337	Углерод оксид CO	0.6313	24.735	56.5163
410	Метан CH_4	0.01581	0.6184	1.4129
1715	Метилмеркаптан	0	0	0
1728	Этилмеркаптан	0	0	0
1720	Пропилмеркаптан	0	0	0
1702	Бутилмеркаптан	0	0	0

ИЗА	**0202**	**Факел низкого давления**	
ИВ	6	Сжигание газа на дежурных горелках (V7)	
Расчет выполнен по методике [3]			
Исходные данные			
Тип сжигаемой смеси (поток)		газовая смесь	1
Продолжительность сжигания смеси, ч/год			8640
Количество сожженной смеси $G_т$, т			15.893
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час			1.839
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C			30
Тип факельной установки			Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м			20
Эквивалентный диаметр выходного сопла факельной установки, dэкв., м			0.200
Полнота сгорания смеси η			0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса состав-ляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	50.36	29.314	16.04	8.0777257
Этан	C_2H_6	20.743	22.636	30.07	6.2373339
Пропан	C_3H_8	18.896	30.242	44.1	8.3333526
Бутан	C_4H_{10}	6.0933	12.852	58.12	3.5414247
Пентан и высшие	C_5H_{12}	0.697	1.825	72.15	0.5028731
Азот	N_2	2.2006	2.2369	28.01	0.6163924
Гелий	He		0	4.00	0
Водород	H_2		0	2.01	0
Углерод диоксид	CO_2	0.5409	0.8638	44.01	0.2380298
Вода	H_2O		0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$		0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0257	0.0299	32	0.0082367
Сероокись углерода	COS		0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0.0002	0.0003	34.08	6.954E-05
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S		0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S		0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$		0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	99.557	100		**27.5554**
	* - технологические данные:				**22.4751**
Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3		$\rho_г = m / 22.4$			1.00

Углерод	$[C]_m$		96.835		
Сера	$[S]_m$		0.0002		
Водород	$[H]_m$		559.89		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	2.74			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	0.5110
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	16
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м^3/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.0005
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	22.4751
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г = m / 22.4$	1.00
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	8640
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_г / (3.14 * d^2) = 1.27 B_г / d^2$	0.0162
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	383.05678
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	4.221E-05

Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.0015	0.0477
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.0012	0.0382
304	Азота оксид NO	%	13		0.0002	0.0062
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.001	0.0318
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*η$, г/с		-	2.4E-06	0.000075
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-η)$, г/с		-	2.1E-09	6.4E-08
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	0.0102	0.3179
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.00026	0.0079
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-η)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-η)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-η)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-η)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси V_0, м^3/м^3	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$ 14.8723
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5] 1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси $V_{пс}$, м^3/м^3	$V_{пс} = 1+αV_0$ 15.8723
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048 (m)^{0.5}$ 0.2276
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные 0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6] 0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м^3	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0 13757.66
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные 0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м^3	$Q_{нк} =Q_{нг}•100/(100+0.124•γ)$ 13757.664
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * η / (V_{пс} * C_{пс}')$ 1701.1484
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2] 0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$ 1743.9983
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$ 0.0597
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$ 0.0003447
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$ 3.0000
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$ 23.0000
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$ 0.518
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$ 0.2826

ИЗА	**0202**	**Факел низкого давления**
ИВ	7	Продувочный газ для предотвр. попадания воздуха в фак. систему (V7)

.

Исходные данные

Тип сжигаемой смеси (поток) газовая смесь	1
Продолжительность сжигания смеси, ч/год	8640
Количество сожженной смеси $G_т$, т	498.315
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час	57.675
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C	30
Тип факельной установки	Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м	20

Эквивалентный диаметр выходного сопла факельной установки, dэкв., м	0.20
Полнота сгорания смеси η	0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса составляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	50.36	29.314	16.04	8.0777257
Этан	C_2H_6	20.743	22.636	30.07	6.2373339
Пропан	C_3H_8	18.896	30.242	44.1	8.3333526
Бутан	C_4H_{10}	6.0933	12.852	58.12	3.5414247
Пентан и высшие	C_5H_{12}	0.697	1.825	72.15	0.5028731
Азот	N_2	2.2006	2.2369	28.01	0.6163924
Гелий	He		0	4.00	0
Водород	H_2		0	2.01	0
Углерод диоксид	CO_2	0.5409	0.8638	44.01	0.2380298
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0257	0.0299	32	0.0082367
Сероокись углерода	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0.0002	0.0003	34.08	6.954E-05
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	99.557	100		**27.5554**
	* - технологические данные:				**22.4751**

Плотность смеси в газовой фазе ρ_r, кг/м^3			ρ_r = m / 22.4		1.00
Углерод	$[C]_m$		96.835		
Сера	$[S]_m$		0.0002		
Водород	$[H]_m$		559.89		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	2.74			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси G_r, г/с	Технологические исходные данные	16.0209
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	498
Объемный расход сжигаемой смеси B_r, м^3/с	$B_r = G_r / (\rho_r * 1000)$	0.0160
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	22.4751
Плотность сжигаемой смеси ρ_r, кг/м3	ρ_r = m / 22.4	1.00
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	8640
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_r / (3.14 * d^2) = 1.27 B_r / d^2$	0.5070
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	383.05678
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	0.0013235
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается		

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.0481	1.4949
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.0385	1.1959
304	Азота оксид NO	%	13		0.0063	0.1943
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.032	0.9966
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	7.6E-05	0.0024
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	6.5E-08	0.000002
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	0.3204	9.9663
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.008	0.2492
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси V_0, м^3/м^3	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$	14.8723
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5]	1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси $V_{пс}$, м^3/м^3	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$	15.8723
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048 (m)^{0.5}$	0.2276
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6]	0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м^3	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 +	13757.66

	295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0	
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные	0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м^3	$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$	13757.664
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$	1701.1484
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2]	0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °С	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$	1743.9983
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$	1.8725
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$	0.3388556
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$	3.0000
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$	23.0000
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$	0.518
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$	8.8627

ИЗА	**0202**	**Факел низкого давления**			
ИВ	8	ТО газопроводов, аппаратов и КО (V8)			
Расчет выполнен по методике [3]					
Исходные данные					
Тип сжигаемой смеси (поток)		газовая смесь		2	
Продолжительность сжигания смеси, ч/год				288	
Количество сожженной смеси $G_т$, т				320.566	
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час				1113.077	
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °С				30	
Тип факельной установки				Высотная	
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м				20	
Эквивалентный диаметр выходного сопла факельной установки, dэкв., м				0.200	
Полнота сгорания смеси η				0.9984	

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса состав-ляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	32.954	19.183	16.04	5.2858728
Этан	C_2H_6	15.637	17.064	30.07	4.7020783
Пропан	C_3H_8	22.687	36.309	44.1	10.005166
Бутан	C_4H_{10}	16.935	35.72	58.12	9.8428615
Пентан и высшие	C_5H_{12}	8.6238	22.58	72.15	6.2220511
Азот	N_2	1.4767	1.501	28.01	0.4136112
Гелий	He	0.0001	2E-05	4.00	5.718E-06
Водород	H_2	0.0002	2E-05	2.01	4.329E-06
Углерод диоксид	CO_2	0.4118	0.6577	44.01	0.1812318
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0171	0.0199	32	0.0054854
Гелий	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0	0	34.08	0
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	98.744	100		**36.6584**
	* - технологические данные:				**28.4948**

Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3		$\rho_г = m / 22.4$			1.27
Углерод	$[C]_m$		104.37		
Сера	$[S]_m$		0.0000		
Водород	$[H]_m$		544.83		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	1.89			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	309.1879
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	321
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м^3/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.2431
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	28.4948
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г = m / 22.4$	1.27
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	288

Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с		$W_{ист} = 4\ B_г / (3.14 * d^2) = 1.27\ B_г / d^2$			7.7170
Показатель адиабаты K		[методика, пункт 4.4.4.4]			1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с		$W_{зв} = 91.5\ [K\ (T_0 + 273) / m]^{0.5}$			340.19787
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$		$W_{ист}/W_{зв}$			0.0226839
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается					
Выбросы вредных веществ					
код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула	УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с	0.003	0.9276	0.9617
301	Азота диоксид NO_2	% 80		0.7421	0.7694
304	Азота оксид NO	% 13		0.1206	0.125
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с	0.002	0.6184	0.6411
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с	-	0	0
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с	-	0	0
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с	0.02	6.1838	6.4113
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с	0.0005	0.1546	0.1603
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с	-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с	-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с	-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с	-	0	0
Параметры газовоздушной смеси					
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси V_0, м³/м³		$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$			19.6462
Коэффициент избытка воздуха α		[методика, пункт 4.2.5]			1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси $V_{пс}$, м³/м³		$V_{пс} = 1+\alpha V_0$			20.6462
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e		$e = 0.048\ (m)^{0.5}$			0.2562
Полнота сгорания смеси η		Технологические исходные данные			0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$		[методика, пункт 4.2.6]			0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м³		Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0			18469.45
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]		Технологические исходные данные			0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м³		$Q_{нк} = Q_{нг} \bullet 100/(100+0.124 \bullet \gamma)$			18469.451
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$		$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$			1690.7345
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$		[методика, табл.2]			0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C		$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$			1733.3175
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м³/с		$V_1 = B_г\ V_{пс}(273+T_г)/273$			36.8792
Приведенный критерий Архимеда Ar		$Ar = 3.3\ W_{ист}^2\ \rho_г / (\rho_в\ g\ d)$			99.545243
Длина факела $L_ф$, м		$L_ф = 15d$			3.0000
Высота источника выбросов H, м		$H = L_ф + h$			23.0000
Диаметр факела $D_ф$, м		$D_ф = 0.14\ L_ф + 0.49\ d$			0.518
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с		$W_0 = 4V_1 / (3.14\ D_ф^2)$			174.5523

ИЗА	**0202**	**Факел низкого давления**
ИВ	9	ППР газопроводов, аппаратов и КО (V8)

Расчет выполнен по методике [3]

Исходные данные

Тип сжигаемой смеси (поток) газовая смесь	2
Продолжительность сжигания смеси, ч/год	288
Количество сожженной смеси $G_т$, т	53.937
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час	187.280
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C	30
Тип факельной установки	Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м	20
Эквивалентный диаметр переменного живого сечения выходного сопла факельной установки, dэкв. = $(1.27\ B_г / W_{ист})^{1/2}$, м	0.200
Полнота сгорания смеси η	0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса состав-ляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	50.36	29.314	16.04	8.0777257
Этан	C_2H_6	20.743	22.636	30.07	6.2373339
Пропан	C_3H_8	18.896	30.242	44.1	8.3333526
Бутан	C_4H_{10}	6.0933	12.852	58.12	3.5414247
Пентан и высшие	C_5H_{12}	0.697	1.825	72.15	0.5028731
Азот	N_2	2.2006	2.2369	28.01	0.6163924
Гелий	He	0	0	4.00	0

Водород		H_2	0	0	2.01	0
Углерод диоксид		CO_2	0.5409	0.8638	44.01	0.2380298
Вода		H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид		$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород		O_2	0.0257	0.0299	32	0.0082367
Сероокись углерода		COS	0	0	60.07	0
Сероводород		H_2S	0.0002	0.0003	34.08	6.954E-05
Метилмеркаптаны		CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны		C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны		C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны		$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет		99.557	100		**27.5554**
	* - технологические данные:					**22.4751**

Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3			$\rho_г$ = m / 22.4		1.00
Углерод	$[C]_m$		96.835		
Сера	$[S]_m$		0.0002		
Водород	$[H]_m$		559.89		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	2.74			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	52.0221
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	54
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м^3/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.0518
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	22.4751
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г$ = m / 22.4	1.00
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	288
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_г / (3.14 * d^2) = 1.27 B_г / d^2$	1.6462
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	383.05678
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	0.0042975
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается		

Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.1561	0.1618
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.1249	0.1294
304	Азота оксид NO	%	13		0.0203	0.021
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.104	0.1079
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	0.00025	0.00026
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	2.1E-07	2.2E-07
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	1.0404	1.0787
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.026	0.027
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси V_0, м^3/м^3	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$	14.8723
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5]	1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси $V_{пс}$, м^3/м^3	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$	15.8723
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048 (m)^{0.5}$	0.2276
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6]	0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м^3	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0	13757.66
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные	0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м^3	$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$	13757.664
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$	1701.1484
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2]	0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$	1743.9983

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$	6.0802
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$	3.5728457
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$	3.0000
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$	23.0000
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$	0.518
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$	28.7781

ИЗА	**0202**	**Факел низкого давления**	
ИВ	10	Сжигание при ПНР (V6)	
Расчет выполнен по методике [3]			
Исходные данные			
Тип сжигаемой смеси (поток)		газовая смесь	2
Продолжительность сжигания смеси, ч/год			4320
Количество сожженной смеси $G_т$, т			86.502
Максимальный часовой расход сжигаемой смеси $G_к$, кг/час			20.024
Начальная температура сжигаемой смеси T_0, °C			30
Тип факельной установки			Высотная
Высота сопел факельной установки над уровнем подстилающей поверхности, h, м			20
Эквивалентный диаметр переменного живого сечения выходного сопла факельной установки, dэкв. = $(1.27 B_г / W_{ист})^{1/2}$, м			0.200
Полнота сгорания смеси η			0.9984

Таблица 1 - Характеристика сжигаемой смеси.

Составляющие смеси		[%]об.*	[%]мас.*	Мол. масса составляющих	Мол. масса смеси, m
Метан	CH_4	32.954	19.183	16.04	5.2858728
Этан	C_2H_6	15.637	17.064	30.07	4.7020783
Пропан	C_3H_8	22.687	36.309	44.1	10.005166
Бутан	C_4H_{10}	16.935	35.72	58.12	9.8428615
Пентан и высшие	C_5H_{12}	8.6238	22.58	72.15	6.2220511
Азот	N_2	1.4767	1.501	28.01	0.4136112
Гелий	He	0.0001	2E-05	4	5.718E-06
Водород	H_2	0.0002	2E-05	2.01	4.329E-06
Углерод диоксид	CO_2	0.4118	0.6577	44.01	0.1812318
Вода	H_2O	0	0	18	0
Диэтилдисульфид	$C_2H_5SSC_2H_5$	0	0	122.251	0
Кислород	O_2	0.0171	0.0199	32	0.0054854
Сероокись углерода	COS	0	0	60.07	0
Сероводород	H_2S	0	0	34.08	0
Метилмеркаптаны	CH_4S	0	0	48.11	0
Этилмеркаптаны	C_2H_6S	0	0	62.13	0
Пропилмеркаптаны	C_3H_8S	0	0	76.15	0
Бутилмеркаптаны	$C_4H_{10}S$	0	0	90.19	0
Итого по смеси	расчет	98.744	100		**36.6584**
	* - технологические данные:				**28.4948**

Плотность смеси в газовой фазе $\rho_г$, кг/м^3		$\rho_г = m / 22.4$			1.27
Углерод	$[C]_m$		104.37		
Сера	$[S]_m$		0.0000		
Водород	$[H]_m$		544.83		
Влажность	$[H2O]_m$				
Негорючие компоненты	$[нег]_o$	1.89			

Таблица 2 - Расчет параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ при сжигании продукции на высотной факельной установке

Наименование определяемых величин	Источник информации, расчетные формулы	Результаты расчета
Массовый расход сжигаемой смеси $G_г$, г/с	Технологические исходные данные	5.5621
Массовый расход сжигаемой смеси $G_т$, т/год	Технологические исходные данные	87
Объемный расход сжигаемой смеси $B_г$, м^3/с	$B_г = G_г / (\rho_г * 1000)$	0.0044
Молярная масса сжигаемой смеси m, кг/кмоль	Технологические исходные данные	28.4948
Плотность сжигаемой смеси $\rho_г$, кг/м3	$\rho_г = m / 22.4$	1.27
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Продолжительность работы факельной установки t, ч/период	Технологические исходные данные	4320
Скорость истечения газовой смеси $W_{ист}$, м/с	$W_{ист} = 4 B_г / (3.14 * d^2) = 1.27 B_г / d^2$	0.1388
Показатель адиабаты K	[методика, пункт 4.4.4.4]	1.3
Скорость распространения звука в газовой смеси $W_{зв}$, м/с	$W_{зв} = 91.5 [K (T_0 + 273) / m]^{0.5}$	340.19787
Отношение $W_{ист}/W_{зв}$	$W_{ист}/W_{зв}$	0.0004081
Условие бессажевого горения (Wист/Wзв>0.2) не соблюдается		

Выбросы вредных веществ						
код ЗВ	Наименование вещества	Расчетная формула		УВ, г/г	г/с	т/период
	Азота диоксид NO_x	M = УВ * G, г/с		0.003	0.0167	0.2595
301	Азота диоксид NO_2	%	80		0.0134	0.2076
304	Азота оксид NO	%	13		0.0022	0.0337
328	Сажа C	M = УВ * G, г/с		0.002	0.0111	0.173
330	Сера диоксид SO_2	$M=0.02[S]_m*G*\eta$, г/с		-	0	0
333	Сероводород H_2S	$M=0.01[H_2S]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
337	Углерод оксид CO	M = УВ * G, г/с		0.02	0.1112	1.73
410	Метан CH_4	M = УВ * G, г/с		0.0005	0.0028	0.0433
1715	Метилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1728	Этилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1720	Пропилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0
1702	Бутилмеркаптан	$M=0.01[RSH]_m*G*(1-\eta)$, г/с		-	0	0

Параметры газовоздушной смеси		
Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси V_0, м³/м³	$V_0=0.0476\{1.5[H_2S]+\sum(x+y/4)[C_xH_y]_o-[O_2]_o\}$	19.6462
Коэффициент избытка воздуха α	[методика, пункт 4.2.5]	1
Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси $V_{пс}$, м³/м³	$V_{пс} = 1+\alpha V_0$	20.6462
Доля энергии, теряемой за счет излучения факела e	$e = 0.048 (m)^{0.5}$	0.2562
Полнота сгорания смеси η	Технологические исходные данные	0.9984
Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}'$	[методика, пункт 4.2.6]	0.4
Низшая теплота сгорания смеси $Q_{нк}$, ккал/м³	Qнг = 85.7[CH4]0 + 153.7[C2H6]0 + 222.6[C3H8]0 + 293.2[iC4H10]0 + 295.1[nC4H10]0 + 374.1[C5H12]0 + 413.6 Σ[C6H14]0 + 126.23[RSH]0 + 55.80[H2S]0 + 55.80[COS]0	18469.45
Влажность смеси γ, г/м3 [Приложение 3]	Технологические исходные данные	0
Низшая теплота сгорания с учетом пересчета $Q_{нк}$, ккал/м³	$Q_{нк} = Q_{нг} \cdot 100/(100+0.124 \cdot \gamma)$	18469.451
Ориентировочное значение температуры горения $T_г'$	$T_г' = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * \eta / (V_{пс} * C_{пс}')$	1690.7345
Теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$	[методика, табл.2]	0.39
Температура выбрасываемой газовоздушной смеси $T_г$, °C	$T_г = T_0 + Q_{нк} * (1-e) * n / (V_{пс} * C_{пс})$	1733.3175
Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м³/с	$V_1 = B_г V_{пс}(273+T_г)/273$	0.6634
Приведенный критерий Архимеда Ar	$Ar = 3.3 W_{ист}^2 \rho_г / (\rho_в g d)$	0.0322147
Длина факела $L_ф$, м	$L_ф = 15d$	3.0000
Высота источника выбросов H, м	$H = L_ф + h$	23.0000
Диаметр факела $D_ф$, м	$D_ф = 0.14 L_ф + 0.49 d$	0.518
Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси W_0, м/с	$W_0 = 4V_1 / (3.14 D_ф^2)$	3.1399

ИЗА	**0202**	**Факел низкого давления**
ИВ		Нормативные выбросы (учтен объем, заложенный в Программу утилизации газа)
Расчет выполнен по методике [3]		

Итого по ИЗА - принято к расчету:
Выбросы вредных веществ

код ЗВ	Наименование вещества	постоянный сброс	максимальный залповый сброс	т/период
		г/с		
	Азота диоксид NO_x	0.0496	0.9276	2.9256
301	Азота диоксид NO_2	0.0397	0.7421	2.3405
304	Азота оксид NO	0.0065	0.1206	0.3802
328	Сажа C	0.033	0.6184	1.9504
330	Сера диоксид SO_2	0.0000784	0.00025	0.002735
333	Сероводород H_2S	6.71E-08	0.00000021	2.284E-06
337	Углерод оксид CO	0.3306	6.1838	19.5042
410	Метан CH_4	0.00826	0.1546	0.4877
1715	Метилмеркаптан	0	0	0
1728	Этилмеркаптан	0	0	0
1720	Пропилмеркаптан	0	0	0
1702	Бутилмеркаптан	0	0	0

Источник №0203 - Блок КУУГ (коммерческий узел учета газа) (Дефлектор)				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.001389**
1.1	максимальный объем ГВС	**$V_ч^{max}$**	м3/час	5.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.044**
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Обвязка (ЗРА и ФС) блока

				КУУГ №0203
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
углеводороды С1-С5				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		10
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		27
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		17.2439
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01724**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.54380**

ИЗА	**0204**	**Дизельгенератор ЯМЗ 236 (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	110	1500	23.1	1.22	53
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.2933	0.0488
301	Азота диоксид			0.2346	0.039
304	Азота оксид			0.0381	0.0063
328	Сажа	0.5	2	0.0153	0.0024
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0367	0.0061
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.1894	0.0317
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000004	0.0000001
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0037	0.0006
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.0886	0.0146
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.5328
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.2014
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3780
$нg_{or}$(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)			м/с	16.9690

Источник №№6201, 6202, 6205. ЗРА и ФС **Площадки факелов ВД и НД, сепараторов FS-500/501, дренажных емкостей D-500/501**						
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка факелов ВД и НД №6201	Площадка сепараторов FS-500/501 №6202	Площадка дренажных емкостей D-500/501 №6205
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Исходные данные:						
Количество выбросов:						
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61			
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11			
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83			
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2			
запорно-регулирующая арматура на ДЭГ	Пзн	мг/с	1.83			
фланцевые соединения на ДЭГ	Пфн	мг/с	0.08			
газ:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		9	1	2
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		23	2	8
деэтиленгликоль (ДЭГ):						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				2
Количество фланцевых соединений	nф	шт				6
конденсат:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			6	8

Количество фланцевых соединений	nф	шт			12	20
Расчет:						
газ (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		15.51171	1.72019	3.46438
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01551**	**0.00172**	**0.00346**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.48918**	**0.05425**	**0.10925**
диэтиленгликоль (ДЭГ):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с				0.27060
		г/с				**0.00027**
		т/год				**0.00853**
конденсат (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с			7.97190	10.65120
углеводороды C_1-C_5		**г/с**			**0.00797**	**0.01065**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**			**0.25140**	**0.33590**

Источник №№6203, 6204. Расчет выбросов ЗВ от факельного сепаратора FS-500, FS-501												
Исходные данные:				Расчетная формула:								
Давление в аппарате	P	500	гПа	$П = 0,004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$								
Объем аппарата	V	4	$м^3$									
Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.3										
Время работы	T	8760	час									
Расчет выбросов углеводородов С1-С5:	**Пр**	**кг/час**		0,004(	500	*	4	/	1011)$^{0.8}$/	0.3		0.0230
		г/с			0.0230	*	1000	/	3600			**0.0064**
		т/год			0.0230	/	1000	*	8760			**0.2016**

Источник №6206. ЗРА и ФС **Площадка дожимной компрессорной станции (ДКС) С-101/103**				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка дожимной компрессорной станции С-101/103 №6206
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11	
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
газ:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		27
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		77
конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		24
Количество фланцевых соединений	nф	шт		63
Расчет:				
газ (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		46.58313
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.04658**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**1.46905**
конденсат (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с		31.97010
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.03197**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**1.00821**

Источники №№6207, 6208. Расчет выбросов ЗВ от компрессора ДКС 2-ой ступени С-101 и 1-ой ступени С-103														
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**									**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**									**7**
	1. Исходные данные:													
1.1	Количество насосов	n	шт	1										
1.2	Время работы	T	час/год	8760										
	2. Расчет:													
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:													
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.12	*		/	3.6					**0.03333**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.12	*		*	8760	*	0.001			**1.05120**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.12										

Источник №№6209, 6211, 6213. ЗРА и ФС Площадки установки низкотемпературной сепарации, подогрева и закачки ШФЛУ в пласт, регенерации гликоля						
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка установки низкотемпературной сепарации (V-401, E-201/202, P-603/604) №6209	Площадка подогрева и закачки ШФЛУ в пласт (H-701, P-601/602) №6211	Площадка регенерации гликоля (E-203,E-204, V-403,P-605,P-606) №6213
1	2	3	4	5	6	7
Исходные данные:						
Количество выбросов:						
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61			
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11			
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83			
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2			
запорно-регулирующая арматура на ДЭГ	Пзн	мг/с	1.83			
фланцевые соединения на ДЭГ	Пфн	мг/с	0.08			
газ:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		15		9
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		42		27
деэтиленгликоль (ДЭГ):						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		14		16
Количество фланцевых соединений	nф	шт		32		37
конденсат, дренаж:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		13	23	3
Количество фланцевых соединений	nф	шт		33	52	7
Расчет:						
газ (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		25.87485		15.53571
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.02587**		**0.01554**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.81599**		**0.48993**
диэтиленгликоль (ДЭГ):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		1.87020		2.13840
		г/с		**0.00187**		**0.00214**
		т/год		**0.05898**		**0.06744**
конденсат, дренаж (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		17.31095	30.59195	3.99145
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01731**	**0.03059**	**0.00399**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.54592**	**0.96475**	**0.12587**

Источник №6210. Центробежные насосы Р-603/604 (установка низкотемпературной сепарации)						
№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество УВ С1-С5, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.08 * 2 / 3.6	**0.04444**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.08 * 2 * 8760 * 0.001	**1.40160**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.08		

Источник №6212. Поршневые насосы Р-601/602 (площадка подогрева и закачки ШФЛУ)						
№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество углевод.С1-С5, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.02 * 2 / 3.6	**0.0111**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.02 * 2 * 8760 * 0.001	**0.3504**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.02		

Источник №6214. Поршневые насосы Р-605/606 (площадка регенерации гликоля)						
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ДЭГ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.02 * 2 / 3.6	**0.01111**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.02 * 2 * 8760 * 0.001	**0.35040**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.02		

Площадка 003 - Эксплуатационные и нагнетательные скважины, узел приема скребков PST-01

Источник №0303 - Блок АГЗУ "Спутник" СП-101 (Дефлектор)				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**
1.1	максимальный объем ПВС	**$V_ч^{max}$**	м3/час	60.0
2.	средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.531**
2.1	d-диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Обвязка (ЗРА и ФС) блока АГЗУ "Спутник" СП-101
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		8
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		16
углеводороды С6-С10				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		4
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		13.7615
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01376**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.43398**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		0.2626
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00026**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.00828**

Источник №0304,0306,0317 - Блочная дозаторная установка БДР-2,5 (Дефлектор)
Дефлектор:

1	объем выбросов ГВС:	**V**	**м3/с**	**0.00694**
	$V=V_ч^{max}/3600$			
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	25.0
2.	средняя скорость выхода ГВС:	w	**м/с**	**0.221**
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$			
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2

Расчет выбросов ЗВ от емкости БДР-2,5

1	Исходные данные:				Расчетная формула:	Рез-т
	Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
	Объем аппарата	V	2.5	$м^3$		
	Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28			
	Время работы	T	8760	час		
2	**Расчет выбросов загрязняющих веществ**		**Пр**	**кг/час**		**0.08030**
	метанол		25%	**г/с**		0.00558
	формальдегид		75%			0.01673
	метанол		25%	**т/год**		0.17585
	формальдегид		75%			0.52756

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от насоса дозировочного БДР-2,5

№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	2920.0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$					
	метанол	**$M_{сек}$**	**г/с**	25%		**0.00556**
	формальдегид			75%		**0.01667**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),					
	метанол	**$M_{год}$**	**т/год**	25%		**0.05840**
	формальдегид			75%		**0.17520**
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.08		

	Источник №0305 - Блок АГЗУ "Спутник" СП-103 (Дефлектор)				
1	объем выбросов ГВС определяется по формуле: **$V=V_ч^{max}/3600$**	**V**	**м3/с**	**0.016667**	
1.1	максимальный объем ПВС	$V_ч^{max}$	м3/час	60.0	
2.	средняя скорость выхода ГВС: $w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	**м/с**	**0.531**	
2.1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2	

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Обвязка (ЗРА и ФС) блока АГЗУ "Спутник" СП-103
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08	
углеводороды С1-С5				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		8
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		16
углеводороды С6-С10				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		4
Расчет:				
углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		13.76152
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01376**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.43398**
углеводороды С6-С10:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		0.26260
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00026**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.00828**

Свеча сбросная на дренажных емкостях				
на скв.34,36,38, 39-40,41,42,43,44,45,1Г, 47,48,49,53,L15 (145),J15 (181),I14 (195), M15 (125В), D15 (66В), E15 (214В)				
Источники №№0308-0316,0318-0321, 0325, 0327, 0328, 0329, 0337, 0338				
Исходные данные:				
Диаметр свечи		d	м	0.025
Плотность газа		p	кг/м^3	1.19
Время работы		t	сек	7200
Площадь круга		S	м^2	0.0005
Расчет:				
Объем газа, сбрасываемого на свечу:		$V_{стр}$	м^3	3.48
Объем продувки:				
V =Vг/т		V	м^3/с	0.0005
Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу:				
$Mr = V * ρ * 10^3$		Mr	**г/с**	**0.5729**
		Mr	**т/год**	**0.0041**
Средняя скорость выхода газа из свечи:				
w=V/S		w	м/с	0.9851
Концентрация газа в свече:				
$C = M_{г(г/с)}*10^3/V$		C	мг/м^3	1185300
Выбросы ЗВ по источнику:			**г/с**	**т/г**
415	углеводороды C_1-C_5	94.10	0.5391	0.0039
416	углеводороды С6-С10	3.99	0.0229	0.0002

Свеча сбросная на дренажных емкостях			
на скв. 58В (К15), Т-98006 на PST01, Т-99002 на PST01			
Источники №№0323, 0324, 0326			
Исходные данные:			
Диаметр свечи	d	м	0.05
Плотность газа	p	кг/м^3	1.19
Время работы	t	сек	7200
Площадь круга	S	м^2	0.0020
Расчет:			
Объем газа, сбрасываемого на свечу:	$V_{стр}$	м^3	10.00
Объем продувки:			
V =Vг/т	V	м^3/с	0.0014

Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу: $Mr = V * \rho * 10^3$		Mr Mr	**г/с** **т/год**	**1.6463** **0.0119**
Средняя скорость выхода газа из свечи: w=V/S		w	м/с	0.7077
Концентрация газа в свече: $C = M_{г(г/с)}*10^3/V$		C	мг/м^3	1185300
Выбросы ЗВ по источнику:			**г/с**	**т/г**
415	углеводороды C_1-C_5	94.10	1.5492	0.0112
416	углеводороды С6-С10	3.99	0.0657	0.0005

ИЗА	**0333**	**Дизельгенератор Caterpillar 400 (CAT 3406), резервный**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	365	1500	76.7	2.84	37
Диаметр выхлопной трубы				м	0.25
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.9733	0.1136
301	Азота диоксид			0.7786	0.0909
304	Азота оксид			0.1265	0.0148
328	Сажа	0.5	2	0.0507	0.0057
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1217	0.0142
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.6286	0.0738
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000012	0.0000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0122	0.0014
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.294	0.0341
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			м^3/с	1.7680
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.6684
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при t=0^{0}C)э/(1+T_{or}/273)			кг/м^3	0.3780
hg_{or}(при t=0^{0}C)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^{0}C			кг/м^3	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	36.0360

Площадки АГЗУ "Спутник" СП-101, СП-103. Площадки скв.№№27Д-В, 30Д-Г, 32Д-Г, 163В. Площадки скв.№№34Г, 36Д-А, 38Г,39Г, 40В,41Г,42В,43В,44В,45В, ДГК-1Г,47В, 48В,49В, 53Г и дренажной емкости							
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник" СП-101/103 №6301, 6303	Площадка скважин №№ 27Д-В, 30Д-Г, 32Д-Г, 163В, 164 №№6305, 6325.	Площадка скв. №№34Г, 41Г,42В,43В,44В 45В,47В, 48В, 49В и дренажных емкостей №6309,6312--6316,6319-6320	Площадка скв. №36Д-А,38Г,39Г,40В, ДГК-1Г, 53Г и дренажной емкости №№ 6310, 6311, 6317.6322
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61				
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		5	4	5	7
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		14	12	14	17
нефть:							

Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		5	4	6	8
Количество фланцевых соединений	nф	шт		14	12	16	19
конденсат:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				4	4
Количество фланцевых соединений	nф	шт				10	10
<u>Расчет:</u>							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		8.62495	6.90476	8.62495	12.05933
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00862**	**0.00690**	**0.00862**	**0.01206**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.27200**	**0.21775**	**0.27200**	**0.38030**
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		3.36215	0.53160	0.79420	1.05520
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00336**	**0.00053**	**0.00079**	**0.00106**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.10603**	**0.01676**	**0.02505**	**0.03328**
конденсат (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с				5.32560	5.32560
углеводороды C_1-C_5		**г/с**				**0.00533**	**0.00533**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**				**0.16795**	**0.16795**

Источник №№6302,6304,6318,6360. ЗРА и ФС Площадка Блока дозирования хим.реагентов БДР-2,5					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР-2,5 №№6302,6304, 6318	Площадка БДР-2,5 на скв.№145В (L-15) №6360
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
<u>Исходные данные:</u>					
Количество выбросов:					
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	3.61		
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.11		
запорно-регулирующая арматура на метанол	Пзн	мг/с	1.83		
фланцевые соединения на метанол	Пфн	мг/с	0.08		
метанол:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		6	2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		12	6
дренаж:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		1	2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		3	7
<u>Расчет:</u>					
метанол:					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		0.79740	0.27060
		г/с		**0.00080**	**0.00027**
		т/год		**0.02515**	**0.00853**
дренаж (углеводороды С1-С5):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		1.33415	2.67380
		г/с		**0.00133**	**0.00267**
		т/год		**0.04207**	**0.08432**

Источники №№6328-6335,6346,6336,6337,6347,6348,6372. ЗРА и ФС
Площадки добывающих скв.№№156В (К6), 157В (К8),158В (К9), 159В (К10), 160В (К11), 161В (К12), 162В (К13), 58В (К15), 153В (WK13). Площадки запуска скребка на скв.58В (К15) и приема скребков PST01. Площадки дренажных емкостей на скв.58В (К15) и на PST01

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающих скважин №№6328-6335, 6346.	Площадка запуска скребка на скважине 58В (К15) №6336	Площадка дренажной емкости на скв.58В (К15) №6337	Площадка дренаж.емк. высок.давлен. Т-98005 и Т98006 на PST-01 №6348	Площадка дренаж.емк. низкого давления Т-99001 и Т99002 на PST-01 №6372	Площадка приема скребков PST01 №6347
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Исходные данные:									
Количество выбросов:									
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61						
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11						
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83						
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2						
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83						
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08						
газ:									
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		11	14		7	7	76
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		21	34		20	20	186
нефть:									
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2	3				25
Количество фланцевых соединений	nф	шт		4	6				51
конденсат:									
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				4	11	11	
Количество фланцевых соединений	nф	шт				8	26	26	
Расчет:									
газ (углеводороды С1-С5):									
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		18.91609	24.11866		12.07733	12.07733	130.93844
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01892**	**0.02412**		**0.01208**	**0.01208**	**0.13094**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.59654**	**0.76061**		**0.38087**	**0.38087**	**4.12927**
нефть (углеводороды С6-С10):									
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		0.26260	0.39390				3.28410
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00026**	**0.00039**				**0.00328**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.00828**	**0.01242**				**0.10357**
конденсат (углеводороды С1-С5):									
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с				5.31460	14.63715	14.63715	
углеводороды C_1-C_5		**г/с**				**0.00531**	**0.01464**	**0.01464**	
углеводороды C_1-C_5		**т/год**				**0.16760**	**0.46160**	**0.46160**	

Источник №№6338, 6349. ЗРА и ФС Площадка БДР-2,5 на скважине К15 (№58В). Площадка шламоуловителя приема скребка PST01					
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР-2,5 на скв.58В (К15) №6338	Площадка шламоуловителя на PST01 №6349
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Исходные данные:					
Количество выбросов:					
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	3.61		
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.11		
запорно-регулирующая арматура на метанол	Пзн	мг/с	1.83		
фланцевые соединения на метанол	Пфн	мг/с	0.08		
метанол:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		1	1
Количество фланцевых соединений	nф	шт		3	
дренаж:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			2
Количество фланцевых соединений	nф	шт			5
Расчет:					
метанол:					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		0.13530	0.12810
		г/с		**0.00014**	**0.00013**
		т/год		**0.00427**	**0.00404**
дренаж (углеводороды С1-С5):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с			2.66280
		г/с			**0.00266**
		т/год			**0.08397**

Площадка выкидной линии от скважины К15 до точки подключения ТР-001 (ЗРА и ФС); Площадка выкидной линии от скважины DGA 41 до точки подключения ТР-011; Площадка выкидной линии от скважины DGA 34 до точки подключения ТР-007; Площадка выкидной линии от скважины К-17 до точки подключения ТР-005							
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Расчетная величина утечки**	**Ист. №7280 Площадка выкидной линии от скважины 58В (К-15) до точки подключения ТР-001**	**Ист. №7281 Площадка выкидной линии от скважины DGA 41 до точки подключения ТР-011**	**Ист. №7282 Площадка выкидной линии от скважины DGA 34 до точки подключения ТР-007**	**Ист. №7283 Площадка выкидной линии от скважины 229В (К-17) до точки подключения ТР-005**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		17	16	16	16
Количество фланцевых соединений	nф	шт		44	42	44	42
Расчет:							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		2.24810	2.11680	2.12000	2.11680
		г/с		0.00225	0.00212	0.00212	0.00212
		т/год		0.07090	0.06676	0.06686	0.06676
0415 Углеводороды С1-С5	72.46%	**г/с**		**0.00163**	**0.00153**	**0.00154**	**0.00153**
		т/год		**0.05137**	**0.04837**	**0.04844**	**0.04837**
0416 Углеводороды С6-С10	27.54%	**г/с**		**0.00062**	**0.00058**	**0.00058**	**0.00058**
		т/год		**0.01952**	**0.01838**	**0.01841**	**0.01838**

Источник №№6350-6358,6361,6359. ЗРА и ФС Площадки добывающих скв.№№137В (L6), 138В (L7), 139В (L9), 140В (L10), 141В (L11), 142В (L12), 143В (L13), 144В (L14), 145В (L15), 146В (L16). Площадка камеры запуска скребка на скв.145В (L15). Площадки дренажной емкости на скв. 145В (L15)						
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающих скважин линии L №№6350-6357, 6361	Площадка камеры запуска ЕР-16401 на скв.145В (L-15) №6359	Площадка дренажной емкости на скважине №145В (L-15) №6358
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Исходные данные:						
Количество выбросов:						
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61			
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11			
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83			
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2			
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83			

фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08			
газ:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		10	10	
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		26	28	
нефть:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		13	14	
Количество фланцевых соединений	nф	шт		32	34	
конденсат:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				3
Количество фланцевых соединений	nф	шт				11
Расчет:						
газ (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		17.23790	17.24990	
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.01724**	**0.01725**	
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.54361**	**0.54399**	
нефть (углеводороды С6-С10):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		1.71650	1.84780	
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00172**	**0.00185**	**0.00172**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.05413**	**0.05827**	**0.05413**
конденсат (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с				4.01345
углеводороды C_1-C_5		**г/с**				**0.00401**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**				**0.12657**

Источник №6373 - Площадка Блока дозирования реагента БДР-2,5 на PST-01
Расчет выбросов ЗВ от емкостей БДР-2,5

1	Исходные данные:				Расчетная формула:	**Результат**
	Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0,004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
	Объем аппарата	V	2.6	$м^3$		
	Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28			
	Количество емкостей		3			
	Время работы	T	8760	час		
2	Расчет выбросов метанола:	**Пр**		**кг/час**	0,004(3500 * 2.6 / 1011)^0.8 / 0.28	0.24857
				г/с	0.2486 * 1000 / 3600	**0.06905**
				т/год	0.2486 / 1000 * 8760	**2.17751**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.
Расчет выбросов загрязняющих веществ от насосов дозировочных БДР-2,5

№	**Наименование**		**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	6		
1.2	Время работы	T	час/год	2920		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек}=Q/3,6$					
	метанол	**$M_{сек}$**	**г/с**	25%	0.03 * 6 / 3.6	**0.00208**
	формальдегид			75%		**0.00625**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),					
	метанол	**$M_{год}$**	**т/год**	25%	0.03 * 6 * 2920 * 0.001	**0.13140**
	формальдегид			75%		**0.39420**
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №№6374, 6375. ЗРА и ФС
Площадка Сепаратора высокого давления V-98003 на PST-01. Площадка Депарафанизаторов V-98001A/B на PST-01

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка сепаратора V-98003 №6374	Площадка Депарафинизаторов V-98001A/B №6375
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Исходные данные:					
Количество выбросов:					

запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61		
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11		
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83		
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2		
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83		
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08		
газ:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12	12
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		24	24
нефть:					
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12	12
Количество фланцевых соединений	nф	шт		24	24
Расчет:					
газ (углеводороды С1-С5):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		20.64228	20.64228
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.02064**	**0.02064**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.65097**	**0.65097**
нефть (углеводороды С6-С10):					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		8.05380	1.57560
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00805**	**0.00158**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.25398**	**0.04969**

Источник №№6376-6384,6385,6386, 6394. ЗРА и ФС
Площадки добывающих скв.№№ 167(WJ9),172 (WJ15),174В (J8), 175В (J9), 176В (J10), 177В (J11), 178В (J12), 179В (J13), 180В (J14), 181В (J15), 182В (J16). Площадка запуска скребка на скв.181В (J15). Площадки дренажной емкости на скв.181В (J15)

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка доб.скважин линии J №№6376-6384,6394	Площадка запуска скребка на скв.J15 (№181В) №6385	Площадка дренажной емкости на скважине №J15 (181В) №6386
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Исходные данные:						
Количество выбросов:						
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61			
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11			
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83			
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2			
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83			
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08			
газ:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12	8	
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		30	29	3
нефть:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12	9	9
Количество фланцевых соединений	nф	шт		29	30	26
конденсат:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				13
Количество фланцевых соединений	nф	шт				37
Расчет:						
газ (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		20.67828	13.83952	0.01800
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.02068**	**0.01384**	**0.00002**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.65211**	**0.43644**	**0.00057**
нефть (углеводороды С6-С10):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		1.58360	1.20090	1.19450
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00158**	**0.00120**	**0.00119**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.04994**	**0.03787**	**0.03767**
конденсат (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с				17.33295
углеводороды C_1-C_5		**г/с**				**0.01733**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**				**0.54661**

Источник №6387 - Площадка Блока дозирования реагента (БДР) на скважине 181В (J15)
Расчет выбросов ЗВ от емкости БДР

1	Исходные данные:				Расчетная формула:	**Результат**
	Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
	Объем аппарата	V	5	$м^3$		
	Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28			
	Время работы	T	8760	час		
2	**Расчет выбросов формальдегида:**		**Пр**	**кг/час**	0,004 (3500 * 5 / 1011)$^{0.8}$ / 0.28	0.13981

			г/с	0.1398	*	1000	/	3600		**0.03884**
			т/год	0.1398	/	1000	*	8760		**1.22472**

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от насоса дозировочного БДР

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	2920		
	2. Расчет:					
2.1	Количество формальдегид, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 2920 * 0.001	**0.17520**
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №№ 6395-6399,7201,7202,7203,7312-7316. ЗРА и ФС

Площадки добывающих скв.№№167(WJ9),191В (I9), 192В (I11), 193В (I12), 194В (I13), 195В (I14), 196В (I15), DGA-198V, DGA-199V, DGA-200V, DGA-204V, DGA-205V. Площадка запуска скребка на скв.I14. Площадки дренажной емкости на скв.I14

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка доб.скважин линии I №№6395-6399, 7201	Площадка доб.скважин линии I №№7312,7313, 7314,7315,7316	Площадка запуска скребка на скв.I14 (№195В) №7202	Площадка дренажной емкости на скважине №I14 (195В) №7203
1	2	3	4	5		6	7
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61				
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12		8	
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		30		29	3
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12	100	9	9
Количество фланцевых соединений	nф	шт		29	254	30	26
конденсат:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт					13
Количество фланцевых соединений	nф	шт					37
Расчет:							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		20.67828		13.83952	0.01800
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.02068**		**0.01384**	**0.00002**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.65211**		**0.43644**	**0.00057**
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		1.58360	13.21640	1.20090	1.19450
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00158**	**0.01322**	**0.00120**	**0.00119**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.04994**	**0.41679**	**0.03787**	**0.03767**
конденсат (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с					17.33295
углеводороды C_1-C_5		**г/с**					**0.01733**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**					**0.54661**

Источник №7204 - Площадка Блока дозирования реагента (БДР) на скважине 195В (I14)

Расчет выбросов ЗВ от емкости БДР

1	Исходные данные:				Расчетная формула:	
	Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0,004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
	Объем аппарата	V	5	$м^3$		
	Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28			
	Время работы	T	8760	час		

2	**Расчет выбросов формальдегид:**	**Пр**	**кг/час**	0,004(	3500	*	5	/	1011)$^{0.8}$/	0.28	0.13981
			г/с		0.1398	*	1000	/	3600		**0.03884**
			т/год		0.1398	/	1000	*	8760		**1.22472**

Расчет выбросов загрязняющих веществ от насоса дозировочного БДР						
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	2920		
	2. Расчет:					
2.1	Количество формальдегид, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 2920 * 0.001	**0.17520**
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источник №№ 7211, 7213-7229,7233,7230,7231,7233. ЗРА и ФС Площадки добывающих скв.№№ 107В,109В,110В,111В,112В,113В,114В,115В,116В,117В,118В,119В,120В,121В,122В,123В,124В,125В,126В. Площадка запуска скребка на скв.125В (М15). Площадки дренажной емкости на скв. 125В (М15)

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка доб.скважин линии М (WM) №№ 7211, 7213-7219	Площадка запуска скребка на скв.М15 (№125) №7230	Площадка дренажной емкости на скважине №М15 (125) №7231	Площадка доб.скважин линии М №№7220-7229, 7233
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзд	мг/с	3.61				
фланцевые соединения на конденсат	Пфд	мг/с	0.11				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		13	9		13
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		31	33	3	32
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		12	11	9	12
Количество фланцевых соединений	nф	шт		31	33	26	32
конденсат:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				13	
Количество фланцевых соединений	nф	шт				37	
Расчет:							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		22.39247	15.57171	0.01800	22.39847
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.02239**	**0.01557**	**0.00002**	**0.02240**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.70617**	**0.49107**	**0.00057**	**0.70636**
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		1.58680	1.46190	1.19450	1.58840
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00159**	**0.00146**	**0.00119**	**0.00159**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.05004**	**0.04610**	**0.03767**	**0.05009**
конденсат (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с				17.33295	
углеводороды C_1-C_5		**г/с**				**0.01733**	
углеводороды C_1-C_5		**т/год**				**0.54661**	

Источник №7232 - Площадка Блока дозирования реагента (БДР) на скважине М15 (125В)
Расчет выбросов ЗВ от емкости БДР

1	Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
	Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0,004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кд,$	
	Объем аппарата	V	5	м^3		
	Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28			
	Время работы	T	8760	час		
2	**Расчет выбросов формальдегид:**		**Пр**	**кг/час**	0,004(3500 * 5 / 1011)$^{0.8}$/ 0.28	0.13981
				г/с	0.1398 * 100 0 / 3600	**0.03884**

			т/год	0.1398 / 1000 * 8760	1.22472

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от насоса дозировочного БДР

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	2920		
	2. Расчет:					
2.1	Количество формальдегид, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 2920 * 0.001	**0.17520**
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Источники №№7234-7241, 7246-7257, 7261, 7262, 7263, 7264-7265, 7266, 7267-7268. ЗРА и ФС
Площадки добывающих скважин F6, G7, E5, E4, F4, E6, F5, E3. Площадка добывающей скважины переводимой в нагнетательную WG5. Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6, E5, E4, F4, G7, F5, E6, E3, G5, H5, I5, J5, WF5, WI5.

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающей скважины F6, G7, E5, E4, F4, E6, F5, E3	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6, E5, E4,F4, G7, F5, E6, E3, G5,H5, I5, J5	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WF5, WE5 WE4, WI5	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WG5	Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции	Площадка ФС с металлким участком коллектора	Площадка колодца подключения выкидной линии скважины 30D-H	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PST04-01, E-PST04-02
				№7234-7241	№7246-7257	№7261	№7262	№7263	№7264-7265	№7266	№7267-7268
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11	12	13
Исходные данные:											
Количество выбросов: запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83								
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2								
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83								
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08								
газ:											
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт									
Количество фланцевых соединений	nфс	шт									
нефть:											
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		24	1	1	1	0	0	1	1
Количество фланцевых соединений	nф	шт		56	6	9	8	2	1	5	4
нефть (углеводороды С6-С10): $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		3.16400	0.13770	0.14250	0.14090	0.00320	0.0016	0.1361	0.1345
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00316**	**0.00014**	**0.00014**	**0.00014**	**0.000003**	**0.000002**	**0.00014**	**0.00013**
углеводороды С6-С10		т/год		**0.09978**	**0.00434**	**0.00449**	**0.00444**	**0.00010**	**0.00005**	**0.00429**	**0.00424**

Источник №7269. ЗРА и ФС

Площадка камеры приема скребка с PST-01.				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка камеры приема скребка с PST-01 №7269
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.08	
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08	
газ:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		5
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		12
нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		28
Количество фланцевых соединений	nф	шт		65
Расчет:				
газ (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		8.61295
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00861**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.27162**
нефть (углеводороды С6-С10):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		3.69080
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00369**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.11639**

Источник №0330. Вытяжная свеча VS-15701				
Исходные данные:				
Диаметр свечи		d	м	0.1
Плотность газа		p	кг/м^3	1.185
Время работы		t	сек	7200
Площадь круга		S	м^2	0.0020
Расчет:				
Объем газа, сбрасываемого на свечу:		$V_{стр}$	м^3	50.0
Объем продувки: **V =Vг/т**		V	м^3/с	0.0069
Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу: **$Mr = V * \rho * 10^3$**		Mr	**г/с**	8.231
		Mr	**т/год**	**0.0593**
Средняя скорость выхода газа из свечи: **w=V/S**		w	м/с	3.4722
Концентрация газа в свече: **$C = M_{г(г/с)}*10^3/V$**		C	мг/м^3	1185300
Выбросы ЗВ по источнику:		масс%	г/с	т/г
415	углеводороды C_1-C_5	0.94	7.7459	0.0558
416	углеводороды С6-С10	0.04	0.3285	0.0024

Источники №№7270, 7271, 7272, 7273. ЗРА и ФС. Площадки добывающих скв.№№203В (Н6), 214В (G6). Площадка очистных устройств. Площадка колодцев трубопроводной обвязки 203В (Н6), 214В (G6)						
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка доб.скважин 203В (Н6), 214В (G6) №№7270-7271	Площадка очистных устройств №7272	Площадка колодцев трубопроводной обвязки 203В (Н6), 214В (G6) №7273
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Исходные данные:						
Количество выбросов:						
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	1.83			
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.08			
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83			
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2			
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83			
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08			
газ:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			0	
Количество фланцевых соединений	nфс	шт			3	
нефть:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		24	20	2

Количество фланцевых соединений	nф	шт		56	57	8
дренаж:						
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			1	
Количество фланцевых соединений	nф	шт			6	
Расчет:						
газ (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с			0.01800	
углеводороды C_1-C_5		**г/с**			**0.00002**	
углеводороды C_1-C_5		**т/год**			**0.00057**	
нефть (углеводороды С6-С10):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		3.16400	2.65320	0.26900
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00316**	**0.00265**	**0.00027**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.09978**	**0.08367**	**0.00848**
дренаж (углеводороды С1-С5):						
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с			0.69195	
углеводороды C_1-C_5		**г/с**			**0.00069**	
углеводороды C_1-C_5		**т/год**			**0.02182**	

Источник №7274. ЗРА и ФС.
Площадка Блока дозирования хим.реагентов БДР

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР №7274
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на реагент	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения на реагент	Пфд	мг/с	0.11	
реагент:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		7
Количество фланцевых соединений	nф	шт		23
Расчет:				
0616 Ксилол:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с		9.35005
		г/с		**0.00935**
		т/год		**0.29486**

Источник №№7275-7279. ЗРА и ФС.
Площадки добывающих скв.№№213В (G5), 202В (Н5), 190В (I5), 173В (J5), 183В(W15).

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающей скважины G5, Н5, I5, J5, W15 №№7275-7279
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.08	
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83	
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08	
газ:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		
нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		24
Количество фланцевых соединений	nф	шт		56
дренаж:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		
Количество фланцевых соединений	nф	шт		
Расчет:				
газ (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		
нефть (углеводороды С6-С10):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		3.16400
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00316**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.09978**
дренаж (углеводороды С1-С5):				

$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		

Источник №0331. Расчет выбросов ЗВ от вытяжной свечи VS-13401				
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**
п.п	**формула**			
	Исходные данные:			
	Диаметр свечи	d	м	0.05
	Площадь круга	S	$м^2$	0.008
	Время работы	t	с	720000
	Плотность газа	p	$кг/м^3$	1.1853
	Расчет:			
	Объем газа, сбрасываемого на свечу:	V_r	$м^3$	50
	Объем продувки:			
	V =Vг/т	V_r	$м^3/с$	0.00007
	Весовое количество газа, стравливаемое из аппарата в атмосферу, равен:			
	$Mr = V * \rho * 10^3$	Mr	**г/с**	**0.0823**
		Mr	**т/год**	**0.0593**
	Средняя скорость выхода газа из свечи равна:			
	w = V/S	w	м/с	0.0088
	Концентрация газа в свече равна:			
	$C = M_{r(г/с)}*10^3/V_r$	C	$мг/м^3$	1185300
Выбросы ЗВ по источнику:		масс%	г/с	т/г
415	углеводороды C_1-C_5	0.94104	0.0775	0.0558
416	углеводороды С6-С10	0.03990	0.0033	0.0024

Источники №№7284-7302 Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)														
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающих скважин D4, D5,D6 №7284-7286	Площадка добывающей скважины,переводимой в нагнетательную WD4, WD5, WD6 №7287-7289	Площадка колодцев трубопроводной обвязки D4,D5,D6 №7290-7292	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WD4,WD5, WD6 №7293-7295	Площадка камеры приема скребка на PST-04 №7296	Площадка камеры приема скребка на PST-04 №7297	Площадка камеры запуска скребка на PST-04 №7298	Площадка дренажной емкости и свечи на PST-04 №7299	Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции №7300	Площадка ФС с металлическим участком коллектора 7301	Площадка ФС с металлическим участком коллектора №7302
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Исходные данные:														
Количество выбросов:														
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	1.83											
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.08											
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83											
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2											
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83											
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08											
газ:														
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт									0			
Количество фланцевых соединений	nфс	шт									3			
нефть:														
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		24	24	1	1	31	32	29	2	0	0	0
Количество фланцевых соединений	nф	шт		56	56	6	9	78	81	73	10	4	2	1
Расчет:														
газ (углеводороды С1-С5):														
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с									0.0180			
углеводороды C_1-C_5		г/с									0.00002			
углеводороды C_1-C_5		т/год									0.0006			
нефть (углеводороды С6-С10):														
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с		3.1640	3.1640	0.1377	0.1425	4.0959	4.2288	3.8317	0.2722	0.0064	0.0032	0.0016
углеводороды С6-С10		г/с		0.0032	0.0032	0.0001	0.0001	0.0041	0.0042	0.0038	0.0003	0.000006	0.000003	0.000002
углеводороды С6-С10		**т/год**		0.0998	0.0998	0.0043	0.0045	0.1292	0.1334	0.1208	0.0086	0.00020	0.00010	0.00005

Источник №0332. Расчет выбросов ЗВ от вытяжной свечи VS-15601				
№ п.п	**Наименование формула**	**Обозн.**	**Единица измерения**	**Кол-во**
	Исходные данные:			
	Диаметр свечи	d	м	0.06
	Площадь круга	S	$м^2$	0.011
	Время работы	t	с	21600
	Плотность газа	p	$кг/м^3$	1.1853
	Расчет:			
	Объем газа, сбрасываемого на свечу:	$V_г$	$м^3$	50
	Объем продувки: **V =Vг/t**	$V_г$	$м^3/с$	0.00231
	Весовое количество газа, стравливаемое из аппарата в атмосферу, равен: **Mr = V * ρ * 10^3**	Mr Mr	г/с т/год	**2.7438** **0.0593**
	Средняя скорость выхода газа из свечи равна: **w=V/S**	w	м/сек	0.2048
	Концентрация газа в свече равна: **C = $M_{r(г/с)}$*10^3/$V_г$**	C □	$мг/м^3$	1185300
Выбросы ЗВ по источнику:		масс%	г/с	т/г
415	углеводороды C_1-C_5	0.941	2.582	0.056
416	углеводороды С6-С10	0.040	0.109	0.002

Источники №№7303-7306, 7308 Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)							
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающей скважины D7, D8 №7303-7304	Площадка очистных устройств №7305	Площадка колодцев трубопроводной обвязки D7 и D8 №7306	Площадка ФС с металлическим участком коллектора №7308
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.08				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			0		
Количество фланцевых соединений	nфс	шт			3		
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		24	20	2	0
Количество фланцевых соединений	nф	шт		56	57	8	1
дренаж:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			1		
Количество фланцевых соединений	nф	шт			6		
Расчет:							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с			0.0180		
углеводороды C_1-C_5		**г/с**			**0.00002**		
углеводороды C_1-C_5		**т/год**			0.00057		
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		3.1640	2.6532	0.2690	0.0016
углеводороды С6-С10		г/с		**0.0032**	**0.0027**	**0.0003**	**0.000002**
углеводороды С6-С10		**т/год**		0.0998	0.0837	0.0085	0.00005
дренаж (углеводороды С12-С19):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с			0.6920		
углеводороды С12-С19		**г/с**			**0.0007**		
углеводороды С12-С19		**т/год**			0.0218		

Источник №7307 Площадка БДР Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР №7307
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на реагент	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения на реагент	Пфд	мг/с	0.11	
реагент:				

Количество зап.-регул. арматуры Количество фланцевых соединений	nзра nф	шт шт		7 23
Расчет: ***0616 Ксилол:*** **$Y = \eta_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$** Ксилол Ксилол		мг/с **г/с** **т/год**		9.3501 **0.0094** **0.2949**

Источники №№7309, 7310, 7311 **Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)**				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающей скважины DGA-67V, DGA-252V, DGA-254V №7309-7311
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные: Количество выбросов: запорно-регулирующая арматура на дренаж фланцевые соединения на дренаж запорно-регулирующая арматура на газ фланцевые соединения на газ запорно-регулирующая арматура на нефть фланцевые соединения на нефть ***газ:*** Количество зап.-регул. арматуры Количество фланцевых соединений ***нефть:*** Количество зап.-регул. арматуры Количество фланцевых соединений ***дренаж:*** Количество зап.-регул. арматуры Количество фланцевых соединений	 Пзд Пфд Пзг Пфг Пзн Пфн nзра nфс nзра nф nзра nф	 мг/с мг/с мг/с мг/с мг/с мг/с шт шт шт шт шт шт	 1.83 0.08 5.83 0.2 1.83 0.08	 20 63
Расчет: ***газ (углеводороды С1-С5):*** **$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$** углеводороды C_1-C_5 углеводороды C_1-C_5		 мг/с **г/с** **т/год**		
нефть (углеводороды С6-С10): **$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$** углеводороды С6-С10 углеводороды С6-С10		 мг/с г/с **т/год**		 2.6628 **0.0027** **0.0840**
дренаж (углеводороды С12-С19): **$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$** углеводороды С12-С19 углеводороды С12-С19		 мг/с **г/с** **т/год**		

Источник №0334. Линия F-H. Вытяжная свеча от дренажной емкости				
№ п/п	**Наименование , формула**	**Обозначение**	**Единица измерения**	**Количество**
	Исходные данные:			
	Диаметр свечи	d	м	0.05
	Площадь круга	S	м2	0.002
	Время опорожнения аппарата	t	с	21600
	Плотность газа	p	кг/м3	1.185
	Расчет			
	Объем газа сбрасываемого на свечу	Vг	м3	1172.88
	Объем продувки:			
	V =Vг/t	V	м3/с	0.0543
	Весовое количество газа стравливаемое из аппарата в атмосферу	Mr	г/с	**64.36**
	$Mr = V * \rho * 10^3$	Mr	т/год	**1.3902**
	Средняя скорость выхода газа из свечи:			
	w=V/S	w	м/с	27.15
	Концентрация газа в свече:			
	$C = M_{г(г/с)}*10^3/V$	C	мг/м3	1185300
Выбросы ЗВ по источнику:			**г/с**	**т/г**
415	**углеводороды C_1-C_5**	**0.941**	60.567	1.308
416	**углеводороды С6-С10**	**0.040**	2.568	0.055

1,2 Пусковые комплексы Линии F-H **Источники №№7320-7347** **Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)**								
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающих скважин DGA-	Площадки добывающих скважин,переводимых	Площадка колодцев PIT-2, PIT-	Площадка колодцев PIT-1, PIT-	Площадка колодцев PIT-13,

				236V/E8, DGA-237V/E10,DGA-238V/E11,DGA-227V/F10,DGA-228V/F11,DGA-64V/F12,DGA-216V/G11, DGA-217V/G12, DGA-218V/G13	в нагнетательные DGA-232V/WE10,DGA-221V/WF11, DGA-209V/WG11, DGA-210V/WG12	5,PIT-6, PIT-9, PIT-11, PIT-12, PIT-13	3, PIT-4, PIT-7, PIT-8, PIT-10, PIT-15	врезка линии F-H в линию I
				№7320-7328	**№7329-7332**	**№7333-7339**	**№7340-7346**	**№7347**
Исходные данные:								
Количество выбросов:								
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзд	мг/с	1.83					
фланцевые соединения на дренаж	Пфд	мг/с	0.08					
нефть:								
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		19	19	9	9	2
Количество фланцевых соединений	nф	шт		65	65	66	46	4
Расчет:								
нефть (углеводороды С6-С10):								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		2.5379	2.5379	1.2585	1.2265	0.2626
углеводороды С6-С10		г/с		0.0025379	0.0025379	0.0012585	0.0012265	0.0002626
углеводороды С6-С10		т/год		0.08	0.08	0.03969	0.03868	0.00828

3-ий Пусковой комплекс. Линия F-H

Источники №№ 7348-7351

Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР А-15801 №7348	Площадка камеры запуска скребка EP-15801 №7349	Площадка дренажной емкости Т-16601 №7350	Площадка свечи вытяжной VS15801 №7351
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Исходные данные:							
Количество выбросов:							
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83				
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2				
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83				
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08				
запорно-регулирующая арматура на реагент	Пзг	мг/с	3.61				
фланцевые соединения на реагент	Пфг	мг/с	0.11				
запорно-регулирующая арматура на дренаж	Пзн	мг/с	3.61				
фланцевые соединения на дренаж	Пфн	мг/с	0.11				
газ:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				1	1
Количество фланцевых соединений	nфс	шт				4	4
нефть:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт			20		
Количество фланцевых соединений	nф	шт			71		
реагент:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		3	4		
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		15	5		
дренаж:							
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт				2	
Количество фланцевых соединений	nфс	шт				8	
Расчет:							
газ (углеводороды С1-С5):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с				1.7322	1.7322
углеводороды C_1-C_5		г/с				0.00173	0.00173
углеводороды C_1-C_5		т/год				0.0546	0.0546
нефть (углеводороды С6-С10):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с			2.6756		
углеводороды С6-С10		г/с			0.0027		
углеводороды С6-С10		т/год			0.0844		
реагент (метанол):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с		4.03545	5.2981		
Метанол		г/с		0.00403545	0.0053		
Метанол		т/год		0.1273	0.1671		
дренаж (Углеводороды С12-С19):							
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		мг/с				2.6793	
Углеводороды С12-С19		г/с				0.0027	

Углеводороды С12-С19		т/год			0.0845	

Площадка 004 - Коммерческий узел учета нефти (КУУН)

Источник № 0402. Свеча продувочная			
Исходные данные:			
Диаметр свечи	d	м	0.025
Плотность газа	p	кг/м^3	0.9349
Время работы	t	сек	7200
Площадь круга	S	м^2	0.0005
Расчет:			
Объем газа, сбрасываемого на свечу:	$V_{стр}$	м^3	4.88
Объем продувки: **V =Vг/т**	V	м^3/с	0.0007
Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу: **Mr = V * ρ * 10^3**	Mr	**г/с**	**0.63365**
	Mr	**т/год**	**0.00456**
Средняя скорость выхода газа из свечи: **w=V/S**	w	м/с	1.3815
Концентрация газа в свече: **C = $M_{г(г/с)}$*10^3/V**	C	мг/м^3	934900

Выбросы ЗВ по источнику:			**г/с**	**т/г**
333	сероводород	0.00019	0.00012	0.0000009
415	углеводороды C_1-C_5	0.96690	0.61268	0.00441
416	углеводороды С6-С10	0.00542	0.00343	0.00002

ИЗА	**0403**	**Дизельгенератор ММЗ-240 (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива кг/ч	Расход топлива $B_{год}$, т/год	Время работы ч/год
1	60	1500	12.6	0.89	71
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7
Расчетная группа СДУ					А
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы ei, г/(кВт*ч)	Удельные выбросы qi, кг/т	Выбросы ЗВ Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Выбросы ЗВ Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1717	0.0383
301	Азота диоксид			0.1374	0.0306
304	Азота оксид			0.0223	0.005
328	Сажа	0.7	3	0.0117	0.0027
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0183	0.004
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.12	0.0267
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.0000002	0.000000049
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0025	0.0005
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.06	0.0134
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			м^3/с	0.2906
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8{,}72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.1099
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при t=0^{0}C)э/(1+T_{or}/273)			кг/м^3	0.3780
hg_{or}(при t=0^{0}C)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^{0}C			кг/м^3	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)			м/с	9.2558

ИЗА	**0404**	**Дизельгенератор Caterpillar 3306 Модель 225 (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива кг/ч	Расход топлива $B_{год}$, т/год	Время работы ч/год
1	167	1500	35.1	4.38	125
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б

Количество одновременно работающих генераторов		шт	1
Средний удельный расход топлива bэ		г/кВт.ч	210

Расчет выбросов:

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.4453	0.1752
301	Азота диоксид			0.3562	0.1402
304	Азота оксид			0.0579	0.0228
328	Сажа	0.5	2	0.0232	0.0088
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0557	0.0219
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.2876	0.1139
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000006	0.0000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0056	0.0022
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1345	0.0526

	Объемный расход отработавших газов		
Q_{or}	Qor=Gor/gor	$м^3/с$	0.8089
	Расход отработавших газов		
G_{or}	$G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$	кг/с	0.3058
	Уд.вес отработавших газов		
g_{or}	$g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)	$кг/м^3$	0.3780
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C	$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов	К	673
	Средняя скорость газовоздушной смеси		
w	$w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$	м/с	25.7620

Источник №№6401, 6402, 6403, 6404, 6405, 6406. ЗРА и ФС
Площадки приема скребка, узла подключения к магистральному нефтепроводу, дренажной емкости, узла учета нефти, прувера и межплощадочные трубопроводы

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка приема скребка №6401	Площадка узла подключения к магист. нефтепроводу №6402	Площадка дренажной емкости №6403	Площадка узла учета нефти №6404	Межплощадочные трубопроводы №6405	Площадка прувера №6406
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Исходные данные:									
Количество выбросов:									
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83						
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2						
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83						
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08						
газ:									
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		2		1	8	1	1
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		5		1	16	2	2
нефть:									
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		3	3	3	20	2	5
Количество фланцевых соединений	nф	шт		7	11	3	52	6	10
Расчет:									
газ (углеводороды С1-С5):									
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		3.44638		1.71419	13.76152	1.72019	1.72019
углеводороды C_1-C_5		**г/с**		**0.00345**		**0.00171**	**0.01376**	**0.00172**	**0.00172**
углеводороды C_1-C_5		**т/год**		**0.10869**		**0.05406**	**0.43398**	**0.05425**	**0.05425**
нефть (углеводороды С6-С10):									
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,02$		мг/с		0.39550	0.40190	0.38910	2.64520	0.26580	0.65650
углеводороды С6-С10		г/с		**0.00040**	**0.00040**	**0.00039**	**0.00265**	**0.00027**	**0.00066**
углеводороды С6-С10		**т/год**		**0.01247**	**0.01267**	**0.01227**	**0.08342**	**0.00838**	**0.02070**

Площадка 005 - АЗС

Источник № 0501 - Емкость для хранения дизельного топлива на АЗС

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	56.47		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	56.47		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	$м^3$/час	10.0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.10		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$, где:	**M**	**г/с**		3.92 * 1 * 10.0 / 3600	**0.01089**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	*%*	*99.72*			*0.01086*
	сероводород	*%*	*0.28*			*0.00003*
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/$м^3$			3.92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**		(2.36 * 56 + 3.15 * 56)* 1 / 1000000 + 0.27 * 0.003 * 1	**0.00109**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	*%*	*99.72*			*0.001090*
	сероводород	*%*	*0.28*			*0.000003*
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т			2.36
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т			3.15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	т/год			0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0.0029
	Объем выбросов всего					
	V = $Vч^{max}$/3600	V	$м^3$/с		10.00 / 3600	0.003
	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	м/с		(4 * 0.003)/(3.14 * 0.01)	0.354

Источник № 0502 - Емкость для хранения бензина на АЗС

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	95.97		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	95.97		
1.3	Максимальный объем паровоздушной смеси	$V_ч^{max}$	$м^3$/час	10.0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.10		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$, где:	**M**	**г/с**		1176 * 0.95 * 10.0 / 3600	3.10365
	углеводороды предельные C_1-C_5	*%*	*75.47*			***2.34232***
	углеводороды предельные C_6-C_{10}	*%*	*18.38*			***0.57045***

	амилены (0501)	*%*	*2.5*																				***0.07759***
	бензол	*%*	*2*																				***0.06207***
	толуол	*%*	*1.45*																				***0.04500***
	ксилол	*%*	*0.15*																				***0.00466***
	этилбензол (0627)	*%*	*0.05*																				***0.00155***
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м^3																				1176.12
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}																					0.95
2.2	Годовые выбросы паров:																						
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**	(	967	*	96	+	1331	*	96	)*	1	/	1000000	+	0.27	*	1	*	1	0.47953
	углеводороды предельные C_1-C_5	*%*	*75.47*																				***0.36190***
	углеводороды предельные C_6-C_{10}	*%*	*18.38*																				***0.08814***
	амилены (0501)	*%*	*2.5*																				***0.01199***
	бензол	*%*	*2*																				***0.00959***
	толуол	*%*	*1.45*																				***0.00695***
	ксилол	*%*	*0.15*																				***0.00072***
	этилбензол (0627)	*%*	*0.05*																				***0.00024***
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т																				967.2
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т																				1331
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	т/год																				0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$																					1
	Объем выбросов всего																						
	$V = Vч^{max}/3600$	V	м^3/с						10.00	/	3600												0.003
	Средняя скорость газовоздушной смеси																						
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	м/с	(	4	*	0.003	)/(	3.14	*	0.01	)												0.354

Источник № 0503 - Блок АЗС (дизельное топливо)																							
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**																		**Результат**
1	**<u>Исходные данные:</u>**																						
1.1	Количество емкостей		шт.	1																			
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	56.47																			
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	56.47																			
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	5.0																			
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.10																			
2	**<u>Расчет:</u>**																						
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:																						
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$, где:	**M**	**г/с**		3.92	*	1	*	5.0	/	3600												0.00544
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	*%*	*99.72*																				***0.00543***
	сероводород	*%*	*0.28*																				***0.00002***
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м^3																				3.92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}																					1
2.2	Годовые выбросы паров:																						
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**	(	2.36	*	56	+	3.15	*	56	)*	1	/	1000000	+	0.27	*	0.0029	*	1	0.00109
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	*%*	*99.72*																				***0.001090***
	сероводород	*%*	*0.28*																				***0.000003***
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т																				2.36
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т																				3.15

	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$К_{НП}$				0.0029
	Объем выбросов всего V = Vч^{max}/3600	V	м^3/с		5.00 / 3600	0.001
	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	м/с	(4 * 0.001389)/(	3.14 * 0.01)	0.177

Источник № 0504 - Блок АЗС (бензин)						
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$В_{оз}$	т/год	96.0		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$В_{вл}$	т/год	96.0		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	5.0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.10		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	M=C_1*K_p^{max}*$V_ч^{max}$ /3600, где:	**M**	**г/с**		1176 * 0.95 * 5.0 / 3600	1.55183
	углеводороды предельные C_1-C_5	*%*	*75.47*			***1.17116***
	углеводороды предельные C_6-C_{10}	*%*	*18.38*			***0.28523***
	амилены (0501)	*%*	*2.5*			***0.03880***
	бензол	*%*	*2*			***0.03104***
	толуол	*%*	*1.45*			***0.02250***
	ксилол	*%*	*0.15*			***0.00233***
	этилбензол (0627)	*%*	*0.05*			***0.00078***
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м^3			1176.12
	Опытный коэффициент (приложение 8)	$К_p^{max}$				0.95
2.2	Годовые выбросы паров:					
	G=($У_{оз}$*$В_{оз}$+$У_{вл}$*$В_{вл}$)*$Кр^{max}$/1000000+$G_{ХР}$*$К_{НП}$	**G**	**т/год**	(967 * 96 + 1331 * 96)*	1 / 1000000 + 0.27 * 1 * 1	0.47953
	углеводороды предельные C_1-C_5	*%*	*75.47*			***0.36190***
	углеводороды предельные C_6-C_{10}	*%*	*18.38*			***0.08814***
	амилены (0501)	*%*	*2.5*			***0.01199***
	бензол	*%*	*2*			***0.00959***
	толуол	*%*	*1.45*			***0.00695***
	ксилол	*%*	*0.15*			***0.00072***
	этилбензол (0627)	*%*	*0.05*			***0.00024***
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т			967.2
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т			1331
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$К_{НП}$				1
	Объем выбросов всего V = Vч^{max}/3600	V	м^3/с		5.00 / 3600	0.001
	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	м/с	(4 * 0.001389)/(	3.14 * 0.01)	0.177

Источник №6501. Раздаточная колонна налива дизельного топлива на АЗС

Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитываются по формуле (9.2.6 и 9.2.7):

Удельные выбросы при проливах	**J**	50	г/м^3	$G_{трк}=G_{б.а.}+G_{пр.а}$ $G_{б.а}=(C_б^{оз}*Q_{оз}+C_б^{вл}*Q_{вл})*0,000001$ $G_{пр.а}=0,5*J*(Q_{оз}+Q_{вл})*0,000001$
Количество диз.топлива в осенне-зимний период	$Q_{оз}$	56.47	м^3	
Количество диз.топлива в весенне-летний период	$Q_{вл}$	56.47	м^3	Максимально-разовый выброс: $M=V_{сл}*C_{б.а/м}^{max}/3600$
Диаметр	**d**	0.1	м	

Расчетные показатели:

Фактический максимальный расход топлива через ТРК	$V_{сл}$	5	м^3/час
Максим.концентрация паров н/п в выбросах п/в смеси при заполнении баков (Пр.12)	$C_{б.а/м}^{max}$	3.92	г/м^3
Концентрация паров н/п в выбросах п/в смеси при заполнении баков в осенне-зимний и	$C_б^{оз}$	1.98	г/т
весенне-летний период года (приложение 15)	$C_б^{вл}$	2.66	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу			**0.00544**	**г/с**
углеводороды С12-С19	%	99.72	0.00543	
сероводород	%	0.28	0.000015	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:			**0.00309**	**т/год**
углеводороды С12-С19	%	99.72	**0.00308**	
сероводород	%	0.28	**0.0000090**	
выбросы ЗВ из баков автомобилей:		$G_{б.а}$	0.00026	т/год
выбросы ЗВ от проливов нефтепродуктов на поверхность:		$G_{пр.а}$	0.00282	т/год

Объем выбросов всего $V=V_ч^{max}/3600$	м^3/с	**0.0014**	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0.1769**

Источник №6502. Раздаточная колонна налива бензина на АЗС

Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитываются по формуле (9.2.6 и 9.2.7):

Удельные выбросы при проливах	**J**	125	г/м^3	$G_{трк}=G_{б.а.}+G_{пр.а}$ $G_{б.а}=(C_б^{оз}*Q_{оз}+C_б^{вл}*Q_{вл})*0,000001$ $G_{пр.а}=0,5*J*(Q_{оз}+Q_{вл})*0,000001$
Количество диз.топлива в осенне-зимний период	$Q_{оз}$	96.0	м^3	
Количество диз.топлива в весенне-летний период	$Q_{вл}$	96.0	м^3	Максимально-разовый выброс: $M=V_{сл}*C_{б.а/м}^{max}/3600$
Диаметр	**d**	0.1	м	

Расчетные показатели:

Фактический максимальный расход топлива через ТРК	$V_{сл}$	5	м^3/час
Максим.концентрация паров н/п в выбросах п/в смеси при заполнении баков (Пр.12)	$C_{б.а/м}^{max}$	1176.12	г/м^3
Концентрация паров н/п в выбросах п/в смеси при заполнении баков в осенне-зимний и	$C_б^{оз}$	520	г/т
весенне-летний период года (приложение 15)	$C_б^{вл}$	623	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу			**1.63350**	**г/с**
углеводороды предельные C_1-C_5	%	75.47	1.23280	
углеводороды предельные C_6-C_{10}	%	18.38	0.30024	
амилены (0501)	%	2.5	0.04084	
бензол	%	2	0.03267	
толуол	%	1.45	0.02369	
ксилол	%	0.15	0.00245	
этилбензол (0627)	%	0.05	0.00082	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:			**0.12170**	**т/год**
углеводороды предельные C_1-C_5	%	75.47	0.09185	
углеводороды предельные C_6-C_{10}	%	18.38	0.02237	
амилены (0501)	%	2.5	0.00304	
бензол	%	2	0.00243	
толуол	%	1.45	0.00176	
ксилол	%	0.15	0.00018	
этилбензол (0627)	%	0.05	0.00006	
выбросы ЗВ из баков автомобилей:		$G_{б.а}$	0.10970	т/год
выбросы ЗВ от проливов нефтепродуктов на поверхность:		$G_{пр.а}$	0.01200	т/год

Объем выбросов всего $V=V_ч^{max}/3600$	м^3/с	**0.0014**	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3.14*d^2)$	**м/с**	**0.1769**

Источник №6503 - Насосы для подачи дизельного топлива (АЗС)

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	2920		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых					

	в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:													
	$M_{сек}=Q/3.6$	$M_{сек}$	г/с		0.04	*	1	/	3.6					0.0111
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		%	*99.72*										***0.01108***
	сероводород		%	*0.28*										***0.00003***
	$M_{год}$ = Q * n * T * 10^{-3} (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.04	*	1	*	2920.0	*	0.001			0.1168
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		%	*99.72*										***0.11647***
	сероводород		%	*0.28*										***0.00033***
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.04										

Источник №6504 - Насосы для подачи бензина (АЗС)														
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**									**Результат**
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**									**7**
	1. Исходные данные:													
1.1	Количество насосов	n	шт	1										
1.2	Время работы	T	час/год	2920.0										
	2. Расчет:													
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:													
	$M_{сек}=Q/3.6$	$M_{сек}$	г/с		0.08	*	1	/	3.6					**0.02222**
	углеводороды предельные C_1-C_5		%	75.47										0.01677
	углеводороды предельные C_6-C10		%	18.38										0.00408
	амилены (0501)		%	2.5										0.00056
	бензол		%	2										0.00044
	толуол		%	1.45										0.00032
	ксилол		%	0.15										0.00003
	этилбензол (0627)		%	0.05										0.00001
	$M_{год}$ = Q * n * T * 10^{-3} (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.08	*	1	*	2920.0	*	0.001			**0.23360**
	углеводороды предельные C_1-C_5		%	75.47										0.17630
	углеводороды предельные C_6-C_{10}		%	18.38										0.04294
	амилены (0501)		%	2.5										0.00584
	бензол		%	2										0.00467
	толуол		%	1.45										0.00339
	ксилол		%	0.15										0.00035
	этилбензол (0627)		%	0.05										0.00012
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.08										

Источник №6505 - Стоянка автотранспорта (АЗС)														
№ п.п.	**Наименование**		**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**								**Результат**
1	**Исходные данные:**					Максимальный разовый выброс (г/с): $G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})\backslash 3600$								
1.1	кол-во автот.на бензине, проез.-щих по внут.проезду		Nб	ед.	10									
	кол-во автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду		Ndт	ед.	5									
	кол-во груз.автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду		Ndт	ед.	2									
1.2	протяженность внутреннего проезда		Lp	км	0.01									
1.3	количество дней работы в расчетном периоде		D_p	дней	365	Валовый выброс вещества по периодам года (т/год): $M^J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*0,000001$								
1.4	период года		J	Т, П, Х		Общий валовый выброс вещества (т/год): $M=M^T+M^П+M^X$								
2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ	
			Т	П	Х	Т	П	Х	**г/с**	**т/г**
2.1	Легковой	Оксид углерода	1.8	2.0	2.2	0.00003	0.00007	0.00008	0.00006	0.00019
	автотранспорт,	Диоксид азота	1.9	1.9	1.9	0.00003	0.00006	0.00006	0.00004	0.00014
	работающий	Оксид азота	1.9	1.9	1.9	0.000005	0.00001	0.00001	0.00001	0.00002
	на дизельном	Углеводороды С12-С19	0.4	0.5	0.5	0.00001	0.00002	0.00002	0.00001	0.00004
	топливе	Диоксид серы	0.25	0.28	0.31	0.000005	0.00001	0.00001	0.00001	0.00003
	-	Сажа	0.10	0.14	0.15	0.000002	0.000004	0.00001	0.000004	0.00001
2.2	Легковой	Оксид углерода	13.3	14.9	16.6	0.00049	0.00055	0.00061	0.00046	0.00164
	автотранспорт,	Диоксид азота	0.3	0.3	0.3	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00003

	работающий	Оксид азота	0.3	0.3	0.3	0.000002	0.000002	0.000002	0.000001	0.000005
	на бензине	Бензин	2.0	2.7	3.0	0.00007	0.00010	0.00011	0.00008	0.00028
	-	Диоксид серы	0.09	0.10	0.11	0.000003	0.000004	0.000004	0.000003	0.00001
2.3	Грузовой	Оксид углерода	6.1	6.7	7.4	0.00004	0.00005	0.00005	0.00004	0.00015
	автотранспорт,	Диоксид азота	4.0	1.9	4.0	0.00002	0.00001	0.00002	0.00002	0.00006
	работающий	Оксид азота	4.0	1.9	4.0	0.000004	0.000002	0.000004	0.000003	0.00001
	на дизельном	Углеводороды С12-С19	1.0	1.1	1.2	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00002
	топливе	Диоксид серы	0.54	0.60	0.67	0.000004	0.000004	0.000005	0.000004	0.00001
	-	Сажа	0.30	0.36	0.40	0.000002	0.000003	0.000003	0.000002	0.00001
2.4	**Итого:**								**0.00077**	**0.00265**

	Оксид углерода	0.00056	0.00197
	Диоксид азота	0.00007	0.00023
	Оксид азота	0.00001	0.00004
	Углеводороды С12-С19	0.00002	0.00007
	Бензин	0.00008	0.00028
	Диоксид серы	0.00002	0.00005
-	Сажа	0.00001	0.00002

Площадка 006 - Морская насосная

ИЗА	**0601**	**Дизельгенератор Caterpillar 700 (двигатель С18) (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	508	1500	106.7	10.00	94
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Рэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.3547	0.4
301	Азота диоксид			1.0838	0.32
304	Азота оксид			0.1761	0.052
328	Сажа	0.5	2	0.0706	0.02
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1693	0.05
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.8749	0.26
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000017	0.0000006
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0169	0.005
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.4092	0.12
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	2.4607
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8{,}72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.9302
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3780
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3{,}14 * d^2)$			м/с	78.3659

Источник №0602 - Блок дозирования химреагента БДР (Дефлектор)				
Дефлектор:				
1	объем выбросов ГВС:	**V**	**м3/с**	**0.00694**
1.	**$V=V_ч^{max}/3600$** максимальный объем ПВС	**$V_ч^{max}$**	м3/час	25.0

1 2.	средняя скорость выхода ГВС: w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	**м/с**	**0.221**	
2. 1	диаметр вентиляционной трубы	d	м	0.2	

Расчет выбросов ЗВ от емкости БДР

1	Исходные данные:				Расчетная формула:	
	Давление в аппарате	P	3500	гПа	$П = 0{,}004\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} / Кэ,$	
	Объем аппарата	V	2	$м^3$		
	Коэффициент зависящий от ср.темп.кипения жидкости	Kg	0.28			
	Время работы	T	8760	час		
2	**Расчет выбросов ЗВ**		**Пр**	**кг/час**	0,004(3500 * 2 / 1011)$^{0.8}$ / 0.28	0.06717
				г/с	0.0672 * 1000 / 3600	**0.01866**
	этиленгликоль		70	%		0.01306
	формальдегид		30	%		0.00560
				т/год	0.0672 / 1000 * 8760	**0.58841**
	этиленгликоль		70	**%**		0.41189
	формальдегид		30	**%**		0.17652

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Расчет выбросов загрязняющих веществ от насоса дозировочного БДР

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	8760.0		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.03 * 2 / 3.6	**0.01667**
	этиленгликоль		%	70		0.01167
	формальдегид		%	30		0.00500
	$M_{год}$ = Q * n * T * 10^{-3} (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.03 * 2 * 8760 * 0.001	**0.52560**
	этиленгликоль		%	70		0.36792
	формальдегид		%	30		0.15768
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0.03		

Площадка 007 - Газопровод Актау - Форт-Шевченко

Источник № 0701. Свеча продувочная			
Исходные данные:			
Диаметр свечи	d	м	0.05
Плотность газа	p	кг/$м^3$	0.9349
Время работы	t	сек	18000
Площадь круга	S	$м^2$	0.002
Расчет:			
Объем газа, сбрасываемого на свечу:	$V_{стр}$	$м^3$	547.6581
Объем продувки: **V =Vг/т**	V	$м^3$/с	0.0304
Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу: **Mr = V * ρ * 10^3**	Mr	**г/с**	**28.44475**
	Mr	**т/год**	**0.51201**
Средняя скорость выхода газа из свечи: **w=V/S**	w	м/с	15.5034

Концентрация газа в свече: **$C = M_{г(г/с)}*10^3/V$**		C	мг/м^3	934900
Выбросы ЗВ по источнику:			**г/с**	**т/г**
333	сероводород	0.00019	0.00546	0.0000982
415	углеводороды C_1-C_5	0.96690	27.50329	0.49506
416	углеводороды С6-С10	0.00542	0.15408	0.00277

Источник №6701. ЗРА и ФС **Площадка узла подключения газопровода Актау - Форт-Шевченко - ЦПС**				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка узла подключения газопровода №6701
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные: Количество выбросов: запорно-регулирующая арматура на газ фланцевые соединения на газ ***газ:*** Количество зап.-регул. арматуры Количество фланцевых соединений	 Пзг Пфг nзра nфс	 мг/с мг/с шт шт	 5.83 0.2	 5 10
Расчет: ***газ (углеводороды С1-С5):*** **$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_ф*П_ф*0,03$** углеводороды C_1-C_5 углеводороды C_1-C_5		 мг/с **г/с** **т/год**		 8.60095 **0.00860** **0.27124**

Площадка 008 - Вахтовый поселок

ИЗА	**0801**	**Дизельгенератор Caterpillar-3406 (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	292	1500	61.3	3.33	54
Диаметр выхлопной трубы				м	0.3
Высота выхлопной трубы				м	5
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.7787	0.1332
301	Азота диоксид			0.623	0.1066
304	Азота оксид			0.1012	0.0173
328	Сажа	0.5	2	0.0406	0.0067
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0973	0.0167
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.5029	0.0866
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.000001	0.0000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0097	0.0017
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.2352	0.04
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			м^3/с	1.4144
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.5347
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при t=0^{0}C)э/(1+T_{or}/273)			кг/м^3	0.3780
hg_{or}(при t=0^{0}C)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^{0}C			кг/м^3	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			K	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)			м/с	20.0200

ИЗА	**0802/0803**	**Дизельгенератор Д-243 (Насос Р-21001А, Р-21001В)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	60	1500	12.6	1.63	129
Диаметр выхлопной трубы				м	0.08
Высота выхлопной трубы				м	5

Расчетная группа СДУ				А
Количество одновременно работающих генераторов			шт	1
Средний удельный расход топлива bэ			г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:				
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	10.30	43.0	0.1717	0.0701
301	Азота диоксид			0.1374	0.0561
304	Азота оксид			0.0223	0.0091
328	Сажа	0.7	3	0.0117	0.0049
330	Серы диоксид	1.10	4.5	0.0183	0.0073
337	Углерода оксид	7.20	30.0	0.12	0.0489
703	Бенз(а)пирен	1.3E-05	5.5E-05	0.0000002	0.0000001
1325	Формальдегид	0.15	0.6	0.0025	0.001
2754	Углеводороды	3.60	15.0	0.06	0.0245
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.2906
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.1099
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3780
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	57.8488

Источник №6801 - Стоянка автотранспорта №1 (перед КПП)											
№ п. п.	Наименование		Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет			Результат		
1	**Исходные данные:**					Максимальный разовый выброс (г/с): $G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})\backslash 3600$					
1.1	кол-во автот.на бензине, проез.-щих по внут.проезду		Nб	ед.	10						
	кол-во автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду		Nдт	ед.	10						
	кол-во груз.автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду		Nдт	ед.	5						
1.2	протяженность внутреннего проезда		Lp	км	0.1						
1.3	количество дней работы в расчетном периоде		D_p	дней	365	Валовый выброс вещества по периодам года (т/год): $M^J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*0,000001$					
1.4	период года		J	Т, П, Х		Общий валовый выброс вещества (т/год): $M=M^T+M^П+M^X$					
2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ		
			Т	П	Х	Т	П	Х	г/с	т/г	
2.1	Легковой	Оксид углерода	1.8	2.0	2.2	0.00066	0.00072	0.00080	0.00061	0.00218	
	автотранспорт,	Диоксид азота	1.9	1.9	1.9	0.00055	0.00055	0.00055	0.00042	0.00166	
	работающий	Оксид азота	1.9	1.9	1.9	0.000090	0.00009	0.00009	0.00007	0.00027	
	на дизельном	Углеводороды С12-С19	0.4	0.5	0.5	0.00015	0.00016	0.00018	0.00014	0.00049	
	топливе	Диоксид серы	0.25	0.28	0.31	0.000091	0.00010	0.00011	0.00009	0.00031	
	-	Сажа	0.10	0.14	0.15	0.00004	0.000037	0.00005	0.000042	0.00013	
2.2	Легковой	Оксид углерода	13.3	14.9	16.6	0.00485	0.00545	0.00606	0.00461	0.01637	
	автотранспорт,	Диоксид азота	0.3	0.3	0.3	0.00010	0.00010	0.00010	0.00008	0.00030	
	работающий	Оксид азота	0.3	0.3	0.3	0.000016	0.000016	0.000016	0.000012	0.00005	
	на бензине	Бензин	2.0	2.7	3.0	0.00073	0.00099	0.00110	0.00083	0.00281	
	-	Диоксид серы	0.09	0.10	0.11	0.000032	0.000036	0.000040	0.000030	0.00011	
2.3	Грузовой	Оксид углерода	6.1	6.7	7.4	0.00111	0.00122	0.00135	0.00103	0.00368	
	автотранспорт,	Диоксид азота	4.0	1.9	4.0	0.00058	0.00028	0.00058	0.00044	0.00145	
	работающий	Оксид азота	4.0	1.9	4.0	0.000095	0.000045	0.000095	0.000072	0.00023	
	на дизельном	Углеводороды С12-С19	1.0	1.1	1.2	0.00018	0.00020	0.00022	0.00017	0.00060	
	топливе	Диоксид серы	0.54	0.60	0.67	0.00009	0.000110	0.000122	0.0000	0.000	

	-	Сажа	0.30	0.36	0.40	9 0.000055	0.000066	0.000073	93 0.000056	33 0.00019
2.4	**Итого:**								**0.00879**	**0.03116**
						Оксид углерода			0.00625	0.02223
						Диоксид азота			0.00094	0.00341
						Оксид азота			0.00015	0.00055
						Углеводороды С12-С19			0.00031	0.00109
						Бензин			0.00083	0.00281
						Диоксид серы			0.00021	0.00075
	-					Сажа			0.00010	0.00032

Источник №6802 - Стоянка автотранспорта №2,3,4

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	**<u>Исходные данные:</u>**				Максимальный разовый выброс (г/с): $G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})\backslash 3600$	
1.1	кол-во груз.автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду	Nдт	ед.	20		
1.2	протяженность внутреннего проезда	Lp	км	0.3		
1.3	количество дней работы в расчетном периоде	D_p	дней	365	Валовый выброс вещества по периодам года (т/год): $M^J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*0,000001$	
1.4	период года	J	Т, П, Х		Общий валовый выброс вещества (т/год): $M=M^T+M^П+M^X$	

2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ	
			Т	П	Х	Т	П	Х	**г/с**	**т/г**
2.1	Грузовой автотранспорт, работающий на дизельном топливе	Оксид углерода	6.1	6.7	7.4	0.01336	0.01459	0.01621	0.01233	0.04415
		Диоксид азота	4.0	1.9	4.0	0.00701	0.00333	0.00701	0.00533	0.01734
		Оксид азота	4.0	1.9	4.0	0.001139	0.000541	0.001139	0.00087	0.00282
		Углеводороды С12-С19	1.0	1.1	1.2	0.00219	0.00237	0.00263	0.00200	0.00718
		Диоксид серы	0.54	0.60	0.67	0.001183	0.001321	0.001467	0.00112	0.00397
	-	Сажа	0.30	0.36	0.40	0.000657	0.000788	0.000876	0.00067	0.00232
2.2	**Итого:**								**0.02232**	**0.07779**

Площадка 009 - Капитальный ремонт скважин (КРС)

ИЗА	**0901**	**Дизельгенератор ЯМЗ-238 Подъемного агрегата ПАП-60/80**			
ИВ	001	Выхлопная труба			

РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005

Исходные данные

ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	220	1500	46.2	64.90	1405
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1

Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.5867	2.596
301	Азота диоксид			0.4694	2.0768
304	Азота оксид			0.0763	0.3375
328	Сажа	0.5	2	0.0306	0.1298
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0733	0.3245
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.3789	1.6874
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000007	0.0000036
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0073	0.0325
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1772	0.7788
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	1.0657
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.4029
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3780
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	33.9380

ИЗА	**0902**	**Цементировочный агрегат СА-320**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	125	1500	26.3	36.51	1391
Диаметр выхлопной трубы				м	0.15
Высота выхлопной трубы				м	3
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.3333	1.4604
301	Азота диоксид			0.2666	1.1683
304	Азота оксид			0.0433	0.1899
328	Сажа	0.5	2	0.0174	0.073
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0417	0.1826
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.2153	0.9493
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000004	0.000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0042	0.0183
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1007	0.4381
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.6375
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.2289
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3591
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	36.0927

ИЗА	**0903**	**Дизельгенератор Д-243 (Насос Р-21001А, Р-21001В)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	100	1500	21.0	8.12	386
Диаметр выхлопной трубы				м	0.20
Высота выхлопной трубы				м	7

Расчетная группа СДУ				Б
Количество одновременно работающих генераторов			шт	1
Средний удельный расход топлива bэ			г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:				
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.2667	0.3246
301	Азота диоксид			0.2134	0.2597
304	Азота оксид			0.0347	0.0422
328	Сажа	0.5	2	0.0139	0.0162
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0333	0.0406
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.1722	0.211
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000003	0.0000004
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0033	0.0041
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.0806	0.0974
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.4844
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.1831
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$hg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	15.4264

Источник 6902 - Технологическая емкость						
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Обозн.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	-					
1.1.	Объем емкости	Vж	$м^3$	33		
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	1		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	$кг/ч*м^2$	0.019		
1.4.	Общая площадь испарения	F	$м^2$	12		
1.5.	Коэф.зависящий от укрытия емкости	K_{11}		0.21		
1.6.	Время работы	T	час	8760		
2	**Расчет:**					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов C_{12}-C_{19} производится по формуле: $Пр = Fом * g * K_{11}$	Пр	кг/час		12 * 0.02 * 0.2	0.0479
		Пр	г/с		0.048 * 1000 /3600	**0.0133**
		Пр	т/год		0.0133 / 1000000 * 8760.0 * 3600	**0.4194**

№ ИЗА	**6903**	**Топливозаправщик**		
№ ИВ	001			
РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005				
Расход дизтоплива:			т/год	109.5
			$м^3$/год	135.0
$C_p^{оз}$	концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды (Приложение 15)		1.19	$г/м^3$
$C_p^{вл}$			1.6	$г/м^3$
$C_б^{оз}$	концентрации паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении баков автомоб-ей в осенне-зимний и весенне-летний периоды (Приложение 15)		1.98	$г/м^3$
$C_б^{вл}$			2.66	$г/м^3$
$P_ж$	плотность жидкости		0.8113	$т/м^3$
$V_{сл}$	объем слитого нефтепродукта (м3)		20.00	$м^3/ч$
C_p^{max},	максимальная концентрация нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров (согласно Приложения 15 и 17);		2.25	$г/м^3$
t	среднее время слива заданного объема ($V_{сл}$) нефтепродукта		3600	сек
$Q_{оз}$,	количество нефтепродуктов, закачиваемое в резервуары (Приложение 15)		67.50	$м^3$
$Q_{вл}$,			67.50	$м^3$
M	$M = (V_{сл} * Cp^{max})/t$		0.01250	г/сек
$G_{трк}$	$G_{трк}=G_{б.а}+G_{пр.а}$	от ТРК	0.0037	т/год
$G_р$	$G_р = G_{зак} + G_{пр.р}$	из резервуара	0.0038765	т/год
Количество резервуаров			1	шт
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива				
	Пары дизтоплива		0.01250	0.0076
	В том числе:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Выбросы, всего	
			г/с	т/год
0333	Сероводород (0.28%)		0.000035	0.0000212
2754	Углеводороды (99.72%)		0.0125	0.0075435

Площадка 010 - Капитальный ремонт скважин (КРС)

ИЗА	**1001**	**Дизельгенератор ЯМЗ-238 Подъемного агрегата ПАП60**
ИВ	001	Выхлопная труба

РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	220	1500	46.2	64.90	1405
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.5867	2.596
301	Азота диоксид			0.4694	2.0768
304	Азота оксид			0.0763	0.3375
328	Сажа	0.5	2	0.0306	0.1298
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0733	0.3245
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.3789	1.6874
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000007	0.0000036
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0073	0.0325
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1772	0.7788
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	1.0657
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.4029
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$нg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	33.9380

ИЗА	**1002**	**Цементировочный агрегат СА-320**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	125	1500	26.3	36.51	1391
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	3
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.3333	1.4604
301	Азота диоксид			0.2666	1.1683
304	Азота оксид			0.0433	0.1899
328	Сажа	0.5	2	0.0174	0.073
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0417	0.1826
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.2153	0.9493
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000004	0.000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0042	0.0183
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.1007	0.4381
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.6375
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.2289
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3591
$нg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	36.0927

ИЗА	**1003**	**Дизельгенератор (освещение)**		
ИВ	001	Выхлопная труба		
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005				
Исходные данные				
ИВ	Мощность Рэ,	Скорость вращ.,	Расход топлива	Время работы

	кВт	об/мин	кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	100	1500	21.0	16.23	773
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7
Расчетная группа СДУ					Б
Количество одновременно работающих генераторов				шт	1
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210

Расчет выбросов:

Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	0.2667	0.6492
301	Азота диоксид			0.2134	0.5194
304	Азота оксид			0.0347	0.0844
328	Сажа	0.5	2	0.0139	0.0325
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.0333	0.0812
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.1722	0.422
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000003	0.0000009
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0033	0.0081
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.0806	0.1948
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	0.4844
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.1831
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=hg_{or}$(при $t=0^0C$)э/(1+T_{or}/273)			$кг/м^3$	0.3780
hg_{or}(при $t=0^0C$)э	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	15.4264

Источник 7002 - Технологическая емкость						
№	**Наименование**	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	-					
1.1.	Обьем емкости	Vж	$м^3$	33		
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	1		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	$кг/ч*м^2$	0.019		
1.4.	Общая площадь испарения	F	$м^2$	12		
1.5.	Коэф.зависящий от укрытия емкости	K_{11}		0.21		
1.6.	Время работы	T	час	8760		
2	**Расчет:**					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов C_{12}-C_{19} произ.по формуле: Пр = Fом * g * K_{11}	Пр	кг/час		12 * 0.02 * 0.2	0.0479
		Пр	г/с		0.048 * 1000 /3600	**0.0133**
		Пр	т/год		0.0133 / 1000000 * 8760.0 * 3600	**0.4194**

№ ИЗА	**7003**	**Топливозаправщик**		
№ ИВ	001			
РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005				
Расход дизтоплива:			т/год	117.6
			$м^3$/год	145.0
$C_p^{оз}$	концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний периоды (Приложение 15)		1.19	$г/м^3$
$C_p^{вл}$			1.6	$г/м^3$
$C_б^{оз}$	концентрации паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении баков автомоб-ей в осенне-зимний и весенне-летний периоды (Приложение 15)		1.98	$г/м^3$
$C_б^{вл}$			2.66	$г/м^3$
$P_ж$	плотность жидкости		0.8113	$т/м^3$
$V_{сл}$	объем слитого нефтепродукта (м3)		20.00	$м^3/ч$
C_p^{max},	максимальная концентрация нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров (согласно Приложения 15 и 17);		2.25	$г/м^3$
t	среднее время слива заданного объема ($V_{сл}$) нефтепродукта		3600	сек
$Q_{оз}$,	количество нефтепродуктов, закачиваемое в резервуары (Приложение 15)		72.50	$м^3$
$Q_{вл}$,			72.50	$м^3$
M	$M = (V_{сл} * Cp^{max})/t$		0.01250	г/сек
$G_{трк}$	$G_{трк}=G_{б.а}+G_{пр.а}$	от ТРК	0.0040	т/год
$G_р$	$G_р = G_{зак} + G_{пр.р}$	из резервуара	0.0041637	т/год
Количество резервуаров			1	шт
Всего по источнику с учетом идентификации вредных веществ в парах дизтоплива				
	Пары дизтоплива		0.01250	0.0081
	В том числе:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ		Выбросы, всего	
			г/с	т/год
0333	Сероводород (0.28%)		0.000035	0.0000228
2754	Углеводороды (99.72%)		0.0125	0.0081024

Площадка 011 - Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)

Расчет выбросов от Газовой турбины Taurus-60 (ГТЭС-1-4)
Источник №1101-1104

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Потребляемая мощность агрегата	Рэ	кВт	5500	**Максим.выброс расчитывается по формуле:**
Удельный расход газа	B	кг/час	1121.88	
	$b_э$	г/кВт*ч	203.978	**$M_{сек}=(1/3600)*e_i*Pэ;$**
Расход газа за год	$B_{год}$	т/год	6170.34	
		$м^3$/час	1200	
		$м^3$/год	6600000	
Диаметр выхлопной трубы	d	м	1.048	**Валовый выброс рассчитывается по формуле:**
Высота выхлопной трубы	H	м	6.2	**$M_{год}=(1/1000)*q_i*B_{год};$**
Время работы	T	ч	5500	
Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	0.9349	Диоксид серы:
Содержание серы, масс%	S	%	0.00019	**$П_{SO2}=B*(2Sb)*10^{-2}$**

Игридиенты		**Удельное выделение ЗВ**		**Выбросы**	
		e_i, г/кВт*час	**q_i, г/кг топлива**	**г/с**	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)	0.8	8.4	35	10.2667	172.7695
Оксид азота (NO)	0.13	8.4	35	1.6683	28.0750
Сажа (С)		0.35	1.5	0.5347	9.2555
Сернистый ангидрид (SO_2)		1.4	6	2.1389	37.0220
Оксид углерода (CO)		5.3	22	8.0972	135.7475
Бенз(а)пирен		0.000011	0.000045	0.0000168	0.000278
Формальдегид (CH_2O)		0.100	0.40	0.1528	2.4681
Метан (CH4)		2.4	10	3.6667	61.7034

Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: **$G_{or}=8.72*10^{-6}*b_э*p_э$**	9.78278
Объемный расход отработавших газов ($м^3$/сек) определяется по формуле: **$Q_{or}=G_{or}/$ or**	25.8773
Удельный вес отработавших газов (кг/$м^3$) определяется по формуле: $Y_{or}= Y°_{or}/(1+T_{or}/273)$	0.37804
$Y°_{or}$.удельный вес отработавших газов при T=0°C, кг/$м_3$	1.31
T_{or} - температура отработавших газов, °K	673
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: $w = (4*O_{or})/(3.14*d^2)$	30.0142

Итоговые выбросы от источников №1101, 1102, 1103, 1104:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	г/с	т/год
301	Диоксид азота (NO2)	13.2000	116.99538
304	Оксид азота (NO)	2.1450	36.86935
328	Сажа (С)	0.9167	1.27813
330	Сернистый ангидрид (SO2)	2.13890	48.08342
337	Оксид углерода (CO)	11.00000	144.06982
410	Метан (CH4)	3.6667	78.49495
703	Бенз(а)пирен	0.00002	0.00003
1325	Формальдегид (CH2O)	0.22920	0.32767
2754	Углеводороды (CH)	5.50000	2.95935

		пункт 6.4 Методики		
Код ЗВ	Игридиенты	**% снижения/в разы**	**г/с**	**т/год**
301	Диоксид азота (NO2)	в 2 раза	5.1333	86.3848
304	Оксид азота (NO)		1.6683	28.0750
328	Сажа (С)	в 15 раз	0.0356	0.617
330	Сернистый ангидрид (SO2)		2.1389	37.0220
330	Сернистый ангидрид (SO2)	по содержанию серы	0.001195274	0.0236664
337	Оксид углерода (CO)	на 20%	6.4778	108.5980
703	Бенз(а)пирен	в 20 раз	0.00000084	0.000014
1325	Формальдегид (CH2O)	в 15 раз	0.0102	0.1645
410	Метан (CH4)		3.6667	61.7034

Расчет выбросов ЗВ в атмосферу от Газовой турбины Taurus-60 (ГТЭС) на Дизельном топливе (резерв)
Источники№1101-1104

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Потребляемая мощность агрегата	Рэ	кВт	5500	Максим.выброс расчитывается по формуле:
Удельный расход дизельного топлива	$b_э$	г/кВт*ч	217.399	**$M_{сек}=(1/3600)*e_i*Pэ;$**
Расход дизельного топлива за год	$B_{год}$	т/год	197.290	
Диаметр выхлопной трубы	d	м	1.048	Валовый выброс рассчитывается по формуле:
Высота выхлопной трубы	H	м	6.2	
Время работы	T	час	165	**$M_{год}=(1/1000)*q_i*B_{год};$**

Игридиенты	Удельное выделение ЗВ		**Выбросы**	
	e_i, г/кВт*час	**q_i, г/кг топлива**	**г/с**	**т/год**
Оксид углерода (CO)	7.2	30	11.0000	5.9187
Диоксид азота (NO_2)	10.8	45	13.2000	7.1024
Оксиды азота (NO)	10.8	45	2.1450	1.1541
Углеводороды (CH)	3.6	15	5.5000	2.9594
Сажа (С)	0.6	2.5	0.9167	0.4932
Сернистый ангидрид (SO_2)	1.2	5	1.8333	0.9865
Формальдегид (CH_2O)	0.15	0.60	0.2292	0.1184

Бенз(а)пирен	0.000013	0.000055	1.99E-05	1.09E-05

Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: $G_{or}=8.72*10^{-6}*b_э*p_э$	10.42648
Объемный расход отработавших газов ($м^3$/сек) определяется по формуле: $Q_{or}=G_{or}/\square or$	27.58003
Удельный вес отработавших газов (кг/$м^3$) определяется по формуле: $Y_{or}= Y°_{or}/(1+T_{or}/273)$	0.3780
$Y°_{or}$ -удельный вес отработавших газов при Т=0°С, кг/$м_3$	1.31
T_{or} - температура отработавших газов, °К	673
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: $w = (4*O_{or})/(3.14*d^2)$	31.98914

Расчет выбросов от Газовой турбины Taurus-60 (ГТЭС-1-4)
Источник №1101-1104

Исходные данные:

Потребляемая мощность агрегата	Рэ	кВт	5500
Удельный расход газа	B	кг/час	1526.50
	$b_э$	г/кВт*ч	277.546
Расход газа за год	$B_{год}$	т/год	1679.16
		$м^3$/час	1200
		$м^3$/год	1320000
Диаметр выхлопной трубы	d	м	1.048
Высота выхлопной трубы	H	м	6.2
Время работы	T	ч	1100
Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1.27
Содержание серы, масс%	S	%	

Расчетные формулы:

Максим.выброс расчитывается по формуле:

$$M_{сек}=(1/3600)*e_i*Pэ;$$

Валовый выброс рассчитывается по формуле:

$$M_{год}=(1/1000)*q_i*B_{год};$$

Диоксид серы:

$$П_{SO2}=B*(2Sb)*10^{-2}$$

Игридиенты		**Удельное выделение ЗВ**		**Выбросы**	
		e_i, г/кВт*час	**q_i, г/кг топлива**	**г/с**	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)	0.8	8.4	35	10.2667	47.0164
Оксид азота (NO)	0.13	8.4	35	1.6683	7.6402
Сажа (С)		0.35	1.5	0.5347	2.5187
Сернистый ангидрид (SO_2)		1.4	6	2.1389	10.0749
Оксид углерода (СО)		5.3	22	8.0972	36.9414
Бенз(а)пирен		0.000011	0.000045	0.0000168	0.000076
Формальдегид (CH_2O)		0.100	0.40	0.1528	0.6717
Метан (СН4)		2.4	10	3.6667	16.7916

Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: $G_{or}=8.72*10^{-6}*b_э*p_э$	13.3111
Объемный расход отработавших газов ($м^3$/сек) определяется по формуле: $Q_{or}=G_{or}/\square or$	35.2104
Удельный вес отработавших газов (кг/$м^3$) определяется по формуле: $Y_{or}= Y°_{or}/(1+T_{or}/273)$	0.37804
$Y°_{or}$ -удельный вес отработавших газов при Т=0°С, кг/$м_3$	1.31
T_{or} - температура отработавших газов, °К	673
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: $w = (4*O_{or})/(3.14*d^2)$	40.8394

Код ЗВ	Наименование ЗВ	г/с	т/год
301	Диоксид азота (NO2)	5.1333	23.50818
304	Оксид азота (NO)	1.6683	7.64016
328	Сажа (С)	0.0356	0.16790
330	Сернистый ангидрид (SO2)	2.1389	10.07493
337	Оксид углерода (СО)	6.4778	29.55314
410	Метан (СН4)	3.6667	16.79155
703	Бенз(а)пирен	0.00000084	0.000004
1325	Формальдегид (СН2О)	0.0102	0.04480

		пункт 6.4 Методики		
Код ЗВ	Игридиенты	**% снижения/в разы**	**г/с**	**т/год**
301	Диоксид азота (NO2)	в 2 раза	5.1333	23.5082
304	Оксид азота (NO)		1.6683	7.6402
328	Сажа (С)	в 15 раз	0.0356	0.1679
330	Сернистый ангидрид (SO2)		2.1389	10.0749
330	Сернистый ангидрид (SO2)	по содержанию серы	0	0
337	Оксид углерода (СО)	на 20%	6.4778	29.5531
703	Бенз(а)пирен	в 20 раз	0.00000084	0.000004
1325	Формальдегид (СН2О)	в 15 раз	0.0102	0.0448
410	Метан (СН4)		3.6667	16.7916

Источники №№ 1105-1106 Резервуар хранения дизельного топлива						
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	397.63		
1.3	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	397.63		
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	6.0		
1.5	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.20		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}$ /3600, где:	**M**	**г/с**		3.92 * 1 * 6.0 / 3600	**0.00653**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	%	99.72			*0.00652*
	сероводород	%	0.28			*0.00002*
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м^3			3.92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**		(2.36 * 397.6250 + 3.15 * 397.625)* 1 / 1000000 + 0.27 * 0.0029 * 1	**0.00297**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	%	99.72			*0.00297*
	сероводород	%	0.28			*0.000008*
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т			2.36
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т			3.15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	т/год			0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0.0029
	Объем выбросов всего					
	V = $Vч^{max}$/3600	V	м^3/с		6.00 / 3600	0.002
	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4*V)/(3.14*d^2)	w	м/с		(4 * 0.001667)/(3.14 * 0.04)	0.053

Источники №1107-1108 - Подземная емкость хранения отработанного масла						
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	1.75		
1.3	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	1.75		
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	2.0		
1.5	Объем емкостей	V_p	м^3	8.0		
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.05		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}$ /3600, где:					
	масло минеральное	**M**	**г/с**		0.39 * 1 * 2.0 / 3600	**0.00022**
	Концентрация паров нефтепродуктов	C_1	г/м^3			0.39

	(приложение 12)																							
	Опытный коэффициент (приложение 8)	$К_р^{max}$																						1
2.2	Годовые выбросы паров:																							
	$G=(У_{оз}*В_{оз}+У_{вл}*В_{вл})*Кр^{max}/1000000+G_{ХР}+К_{НП}$																							
	масло минеральное	G	**т/год**	(	0.25	*	1.75	+	0.3	*	1.75	)*	1	/	1E+06	+	0.3	*	0.00027	*	1	**0.00007**
	Средние удельные выбросы в осен-зим.	$У_{оз}$,	г/т																					0.25
	и вес.-летн.периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$																						0.25
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре	$G_{ХР}$	т/год																					0.27
	(приложение 13)																							
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$К_{НП}$																						0.00027
	Объем выбросов всего																							
	$V = Vч^{max}/3600$	V	$м^3/с$						2.0	/	3600													0.001
	Средняя скорость газовоздушной смеси																							
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	м/с	(	4	*	0.001	)/(	3.1	*	0	)													0.283

ИЗА	1109	Дизельгенератор Caterpillar 500 (двигатель С15) на площадке ГТЭС			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива		Время работы
			кг/ч	$B_{год}$, т/год	ч/год
1	630	1500	132.3	6.09	46
Диаметр выхлопной трубы				м	0.2
Высота выхлопной трубы				м	7
Расчетная группа СДУ					Б
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы		Выбросы ЗВ	
		ei, г/(кВт*ч)	qi, кг/т	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.68	0.2436
301	Азота диоксид			1.344	0.1949
304	Азота оксид			0.2184	0.0317
328	Сажа	0.5	2	0.0875	0.0122
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.21	0.0305
337	Углерода оксид	6.20	26.0	1.085	0.1583
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000021	0.0000003
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.021	0.003
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.5075	0.0731
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	3.0516
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	1.1537
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3780
$нg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	673
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	97.1860

Источник №1110 - Установка охлаждения масла №3

Общие выбросы от Установки охлаждения масла

код	наименование загрязняющего вещества	г/с	т/год
1078	этиленгликоль	0.0051	0.16086

Расчет выбросов от насоса гликоля (Установка охлаждения масла)

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8640		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.000024 * 1 / 3.6	0.00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.000024 * 1 * 8640 * 0.001	0.00021
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.000024		

Расчет выбросов от аэрохолодильника и емкости хранения гликоля

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка охлажд. масла
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура	Пзг	мг/с	1.83	
фланцевые соединения	Пфг	мг/с	0.08	
1078 Гликоль:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		39
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		41
Расчет:				
1078 Гликоль:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_ф*П_ф*0,03$		мг/с		5.0943
		г/с		0.0051
		т/год		0.1607

Источник №7102 - Установка охлаждения масла №4

Общие выбросы от Установки охлаждения масла

код	наименование загрязняющего вещества	г/с	т/год

1078	этиленгликоль	0.0051	0.16086

Расчет выбросов от насоса гликоля (Установка охлаждения масла)

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8640		
	2. Расчет:					
2.1	Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0.000024 * 1 / 3.6	**0.00001**
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.000024 * 1 * 8640 * 0.001	**0.00021**
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.000024		

Расчет выбросов от аэрохолодильника и емкости хранения гликоля

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Блок насосов Р-212А/В
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура	Пзг	мг/с	1.83	
фланцевые соединения	Пфг	мг/с	0.08	
Гликоль:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		39
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		41
Расчет:				
Гликоль:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		5.0943
		г/с		**0.0051**
		т/год		**0.16065**

Источник №7105 - Насосная станция подачи дизельного топлива

Общие выбросы:

код	наименование загрязняющего вещества	г/с	т/год
2754	углеводороды С12-С19	0.01638	0.17323
0333	сероводород	0.00005	0.00049

Расчет выбросов ЗВ в атмосферу от насоса для перекачки дизельного топлива

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	153		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек}=Q/3.6$	$M_{сек}$	г/с		0.04 * 1 / 3.6	**0.01111**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		%	99.72		0.01108
	сероводород		%	0.28		0.00003
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0.04 * 1 * 153 * 0.001	**0.00612**
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}		%	99.72		0.00610
	сероводород		%	0.28		0.00002
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0.04		

Источник №7105 - Площадка Насосной станции подачи дизельного топлива (ЗРА и ФС)

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка насосной станции
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения	Пфд	мг/с	0.11	
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		4
Количество фланцевых соединений	nф	шт		8
Расчет:				
дренаж (углеводороды С12-С19):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		5.3146
максимально-разовые утечки		**г/с**		**0.00531**
углеводороды С12-С19	99.72	%		0.00530
сероводород	0.28	%		0.00001

	валовые утечки		**т/год**		**0.16760**	
	углеводороды С12-С19	99.72	%		0.16713	
	сероводород	0.28	%		0.00047	

Источник №7106 - Площадка слива дизельного топлива (ЗРА и ФС)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка Слива ДТ
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура	Пзд	мг/с	3.61	
фланцевые соединения	Пфд	мг/с	0.11	
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		6
Количество фланцевых соединений	nф	шт		12
Расчет:				
дренаж (углеводороды С12-С19):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		7.9719
максимально-разовые утечки		**г/с**		**0.00797**
углеводороды С12-С19	99.72	%		0.00795
сероводород	0.28	%		0.00002
валовые утечки		**т/год**		**0.25140**
углеводороды С12-С19	99.72	%		0.25070
сероводород	0.28	%		0.00070

Источник №7107. Площадка ГТЭС (ЗРА и ФС)				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка ГТЭС №7107
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5.83	
фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0.2	
газ:				
Количество зап.-регул. арматуры	nзра	шт		15
Количество фланцевых соединений	nфс	шт		115
Расчет:				
газ (углеводороды С1-С5):				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,293+n_{ф}*П_{ф}*0,03$		мг/с		26.31285
	масс%		**г/с**	**т/год**
сероводород	0.000191776		5.04617E-06	0.00016
углеводороды C_1-C_5	0.966901904		0.025441945	0.80234
углеводороды C_6-C_{10}	0.005416785		0.000142531	0.00449

Источник №7108 - Парковка											
№ п.п.	**Наименование**		**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**			**Результат**		
1	**Исходные данные:**					Максимальный разовый выброс (г/с):					
1.1	кол-во автот.на бензине, проез.-щих по внут.проезду		Nб	ед.	5	$G=(m_{Lik}*Lp*N_{kp})\backslash 3600$					
	кол-во автот.на д.т, проез.-щих по внут.проезду		Nдт	ед.	2						
1.2	протяженность внутреннего проезда		Lp	км	0.1						
1.3	количество дней работы в расчетном периоде		D_p	дней	365	Валовый выброс вещества по периодам года (т/год):					
1.4	период года		J	Т, П, Х		$M^J=m_{Lik}*L_p*N_{kp}*D_p*0,000001$					
						Общий валовый выброс вещества (т/год): $M=M^T+M^П+M^X$					
2.	Группа машин	Загрязняющее вещество	m_{Lik}, г/км			Валовый выброс по периодам			Выбросы ЗВ		
			Т	П	Х	Т	П	Х	**г/с**	**т/г**	
2.1	Легковой	Оксид углерода	1.8	2.0	2.2	0.00013	0.00036	0.00040	0.00031	0.00089	
	автотранспорт,	Диоксид азота	1.9	1.9	1.9	0.00011	0.00028	0.00028	0.00021	0.00067	
	работающий	Оксид азота	1.9	1.9	1.9	0.000018	0.00005	0.00005	0.00003	0.00011	
	на дизельном	Углеводороды	0.4	0.5	0.5	0.00003	0.00008	0.00009	0.00000	0.000	

		C12-C19							7	20
	топливе	Диоксид серы	0.25	0.28	0.31	0.000018	0.00005	0.00006	0.00004	0.00013
	-	Сажа	0.10	0.14	0.15	0.00001	0.000018	0.00003	0.000021	0.00005
2.2	Легковой	Оксид углерода	13.3	14.9	16.6	0.00243	0.00273	0.00303	0.00231	0.00818
	автотранспорт,	Диоксид азота	0.3	0.3	0.3	0.00005	0.00005	0.00005	0.00004	0.00015
	работающий	Оксид азота	0.3	0.3	0.3	0.000008	0.000008	0.000008	0.000006	0.00002
	на бензине	Бензин	2.0	2.7	3.0	0.00037	0.00049	0.00055	0.00042	0.00141
	-	Диоксид серы	0.09	0.10	0.11	0.000016	0.000018	0.000020	0.000015	0.00005
2.4	**Итого:**								**0.00347**	**0.01187**
						Оксид углерода			0.00261	0.00908
						Диоксид азота			0.00025	0.00081
						Оксид азота			0.00004	0.00013
						Углеводороды С12-С19			0.00007	0.00020
						Бензин			0.00042	0.00141
						Диоксид серы			0.00006	0.00018
	-					Сажа			0.00002	0.00005

Источник № 1201 - Резервуар для дизельного топлива						
№ п.п.	**Наименование, формула**	**Обозн.**	**Един. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т/год	1.6250		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т/год	1.6250		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	$м^3$/час	0.35		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0.10		
2	**Расчет:**					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:					
	$M=C_1*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600$, где:	**M**	**г/с**		3.92 * 0.9 * 0.4 / 3600	0.00034
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	*%*	*99.72*			*0.00034*
	сероводород	*%*	*0.28*			*0.000001*
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	$г/м^3$			3.92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0.9
2.2	Годовые выбросы паров:					
	$G=(У_{оз}*B_{оз}+У_{вл}*B_{вл})*Kp^{max}/1000000+G_{XP}*K_{НП}$	**G**	**т/год**		(2.36 * 1.6250 + 3.15 * 1.625)* 1 / 1000000 + 0.27 * 0.0029 * 1	0.00079
	углеводороды предельные C_{12}-C_{19}	*%*	*99.72*			*0.00079*
	сероводород	*%*	*0.28*			*0.000002*
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний	$У_{оз}$,	г/т			2.36
	и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$У_{вл}$	г/т			3.15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G_{XP}	т/год			0.27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0.0029
	Объем выбросов всего					
	$V = Vч^{max}/3600$	V	$м^3$/с		0.35 / 3600	0.0001
	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	w	м/с		(4 * 0.0001)/(3.14 * 0.01)	0.012

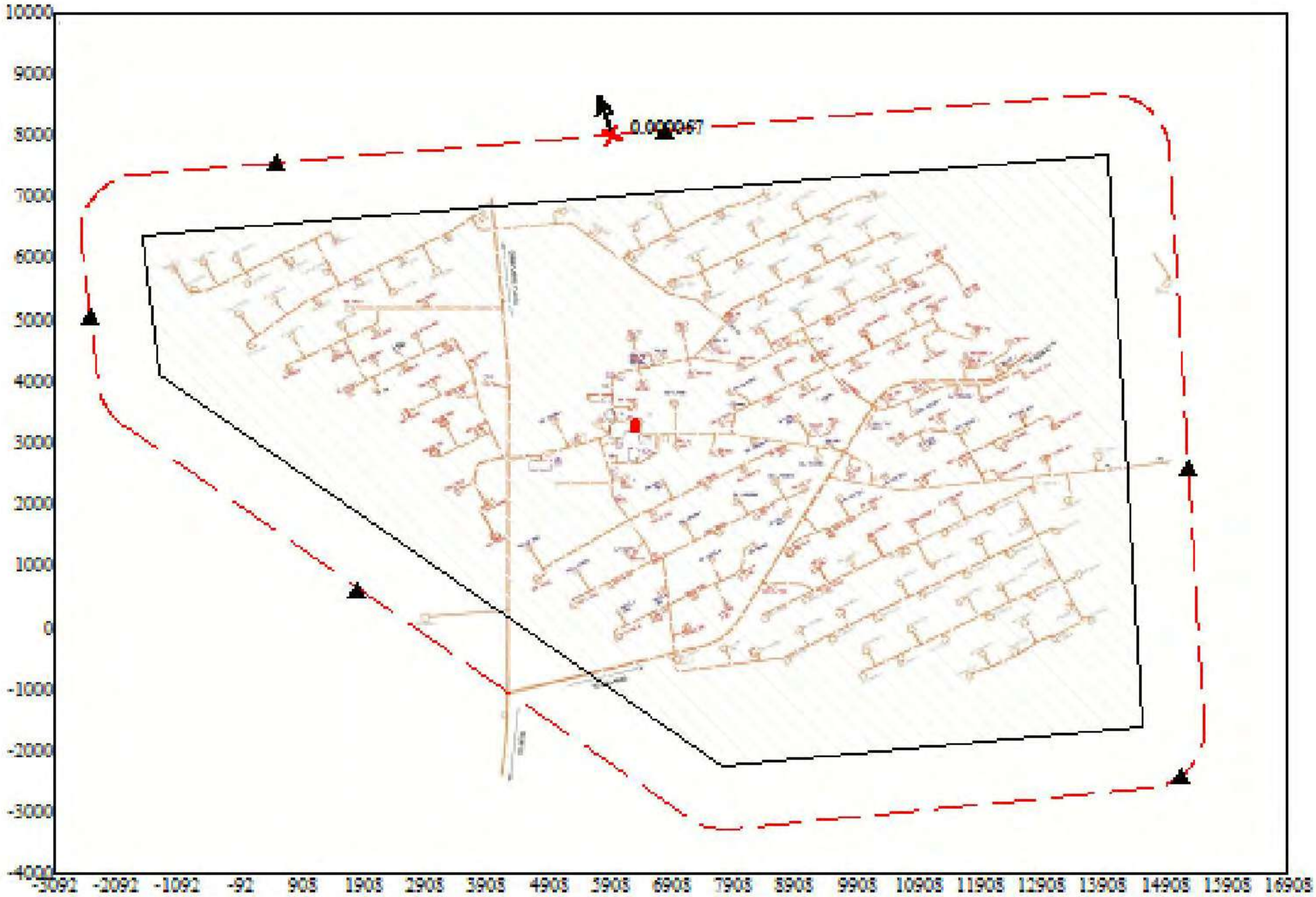
Источники №№8001-8005 Неорганизованные источники выбросов (ЗРА и ФС)								
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Межплощадка №8001	Площадка БДР поз.А-039-0001 №8002	Площадка БДР поз.А-039-0002 №8003	Площадка установки подготовки морской воды №8004	Площадка установки подготовки пластовой воды №8005
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Исходные данные:								
Количество выбросов:								
запорно-регулирующая арматура на реагент	Пзр	мг/с	3.61					
фланцевые соединения на реагент	Пфр	мг/с	0.11					
запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1.83					
фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0.08					
реагент:								
Количество ЗРА	nзра	шт		12	7	7	9	9
Количество ФС	nфс	шт		69	41	41	40	40
нефть:								
Количество ЗРА	nзра	шт						38
Количество ФС	nф	шт						103
Расчет:								
1078 Этиленгликоль:								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		мг/с		16.19130	9.44905	9.44905	12.07885	12.07885
этиленгликоль		**г/с**		**0.01619**	**0.00945**	**0.00945**	**0.01208**	**0.01208**
этиленгликоль		**т/год**		**0.51061**	**0.29799**	**0.29799**	**0.38092**	**0.38092**
нефть (0416 углеводороды С6-С10):								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,07+n_{ф}*П_{ф}*0,02$		мг/с						5.03260
углеводороды С6-С10		г/с						**0.00503**
углеводороды С6-С10		**т/год**						**0.1587**

ИЗА	**1202**	**Дизельгенератор (резервный)**			
ИВ	001	Выхлопная труба			
РНД 211.2.02.04-2004 Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005					
Исходные данные					
ИВ	Мощность Рэ, кВт	Скорость вращ., об/мин	Расход топлива кг/ч	Расход топлива $B_{год}$, т/год	Время работы ч/год
1	400	1500	84.0	3.25	39
Диаметр выхлопной трубы				м	0.6
Высота выхлопной трубы				м	3.2
Расчетная группа СДУ					Б
Средний удельный расход топлива bэ				г/кВт.ч	210
Расчет выбросов:					
Код вещества	Наименование ЗВ	Удельные выбросы ei, г/(кВт*ч)	Удельные выбросы qi, кг/т	Выбросы ЗВ Mi=(1/3600)*eMi*Pэ Макс., г/с	Выбросы ЗВ Wэi=(1/1000)*qэi*Gт Валовые, т/год
	Азота оксиды	9.60	40.0	1.0667	0.13
301	Азота диоксид			0.8534	0.104
304	Азота оксид			0.1387	0.0169
328	Сажа	0.5	2	0.0556	0.0065
330	Серы диоксид	1.20	5.0	0.1333	0.0163
337	Углерода оксид	6.20	26.0	0.6889	0.0845
703	Бенз(а)пирен	1.2E-05	5.5E-05	0.0000013	0.0000002
1325	Формальдегид	0.12	0.5	0.0133	0.0016
2754	Углеводороды	2.90	12.0	0.3222	0.039
Q_{or}	Объемный расход отработавших газов Qor=Gor/gor			$м^3/с$	2.0400
G_{or}	Расход отработавших газов $G_{or}=8,72*10^{-6}*b_э*P_э$			кг/с	0.7325
g_{or}	Уд.вес отработавших газов $g_{or}=нg_{or}(при\ t=0^0C)э/(1+T_{or}/273)$			$кг/м^3$	0.3591
$нg_{or}(при\ t=0^0C)э$	уд.вес отработ газов при темп-ре 0^0C			$кг/м^3$	1.31
T_{or}	температура отработавших газов			К	723
w	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4 * Qor) / (3,14 * d^2)$			м/с	7.2185

ПРИЛОЖЕНИЕ 15

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в виде карт-схем изолиний на 2023 год

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0118 Титан диоксид



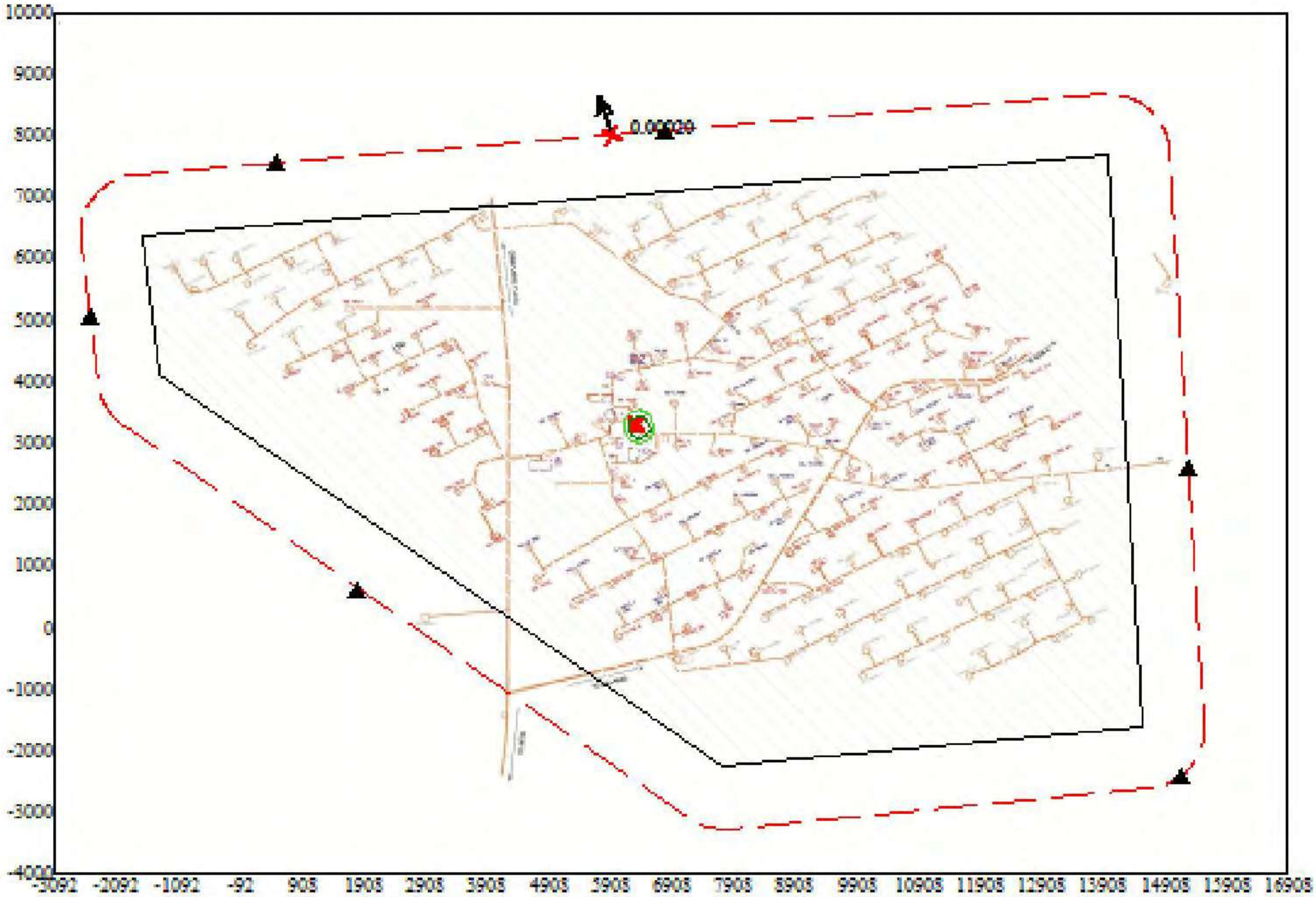
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0474675 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 0.81 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0123 Железо (II, III) оксиды



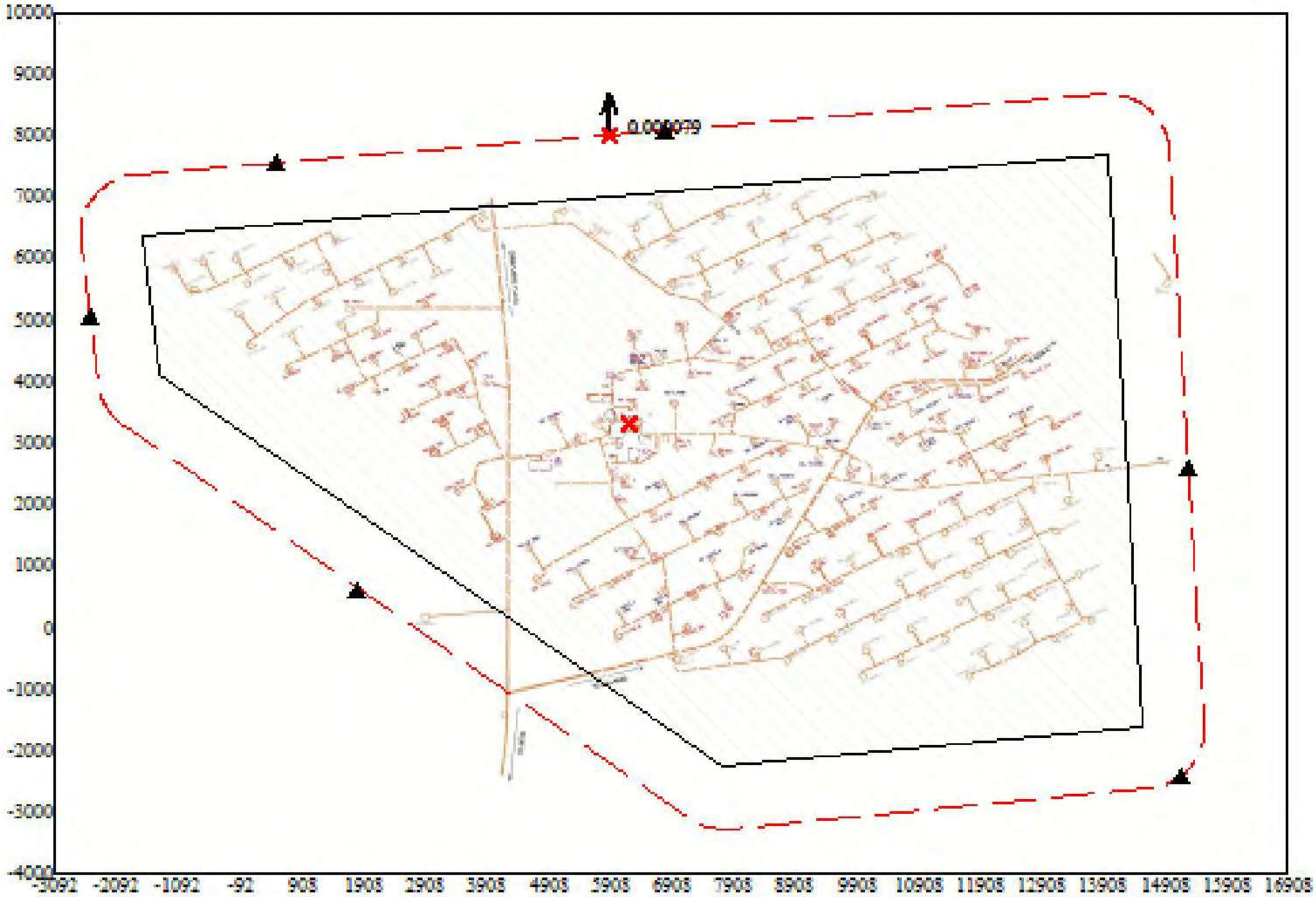
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2658205 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 320° и опасной скорости ветра 0.88 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0150 Натр едкий



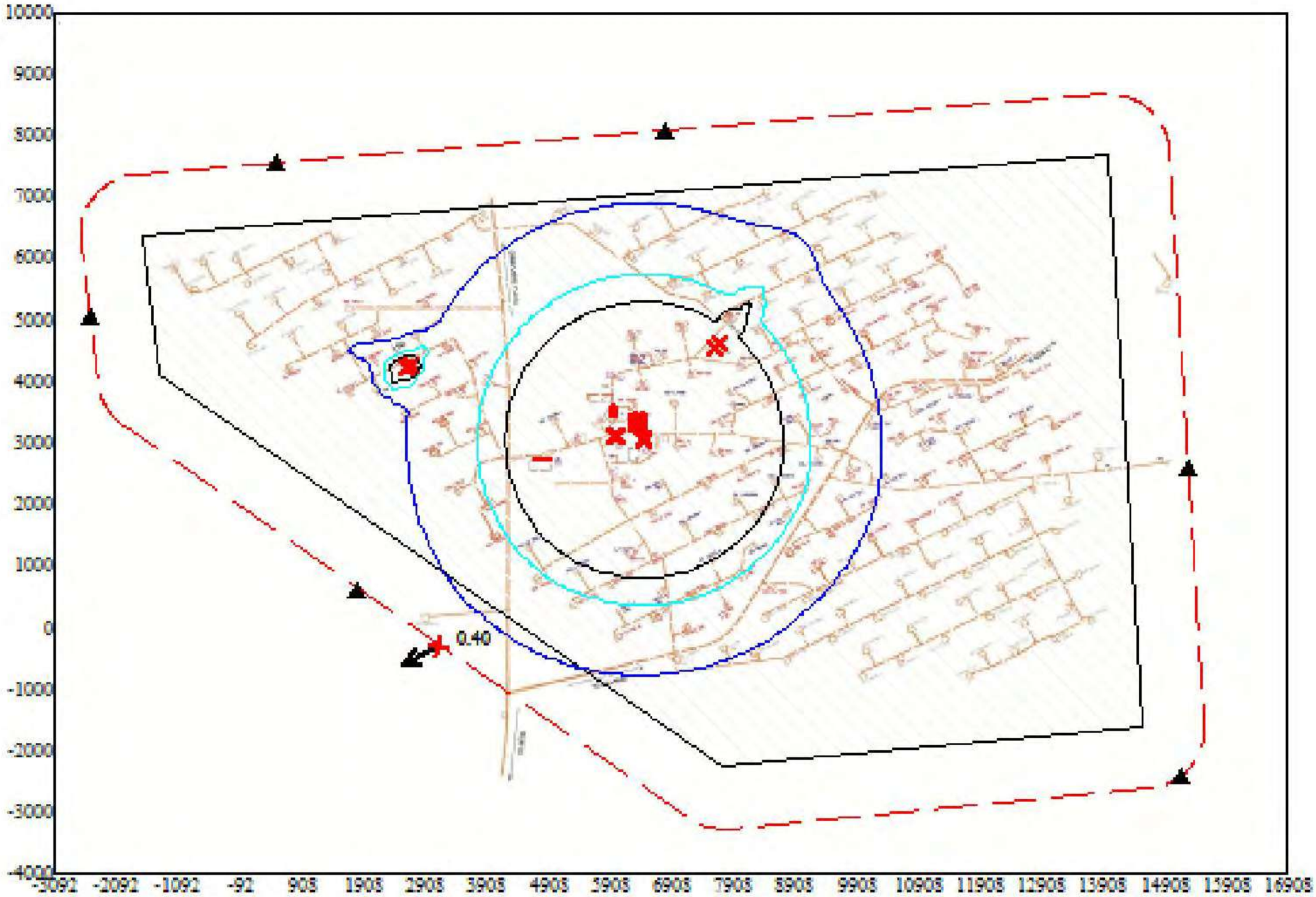
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0205862 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 48° и опасной скорости ветра 1.1 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид



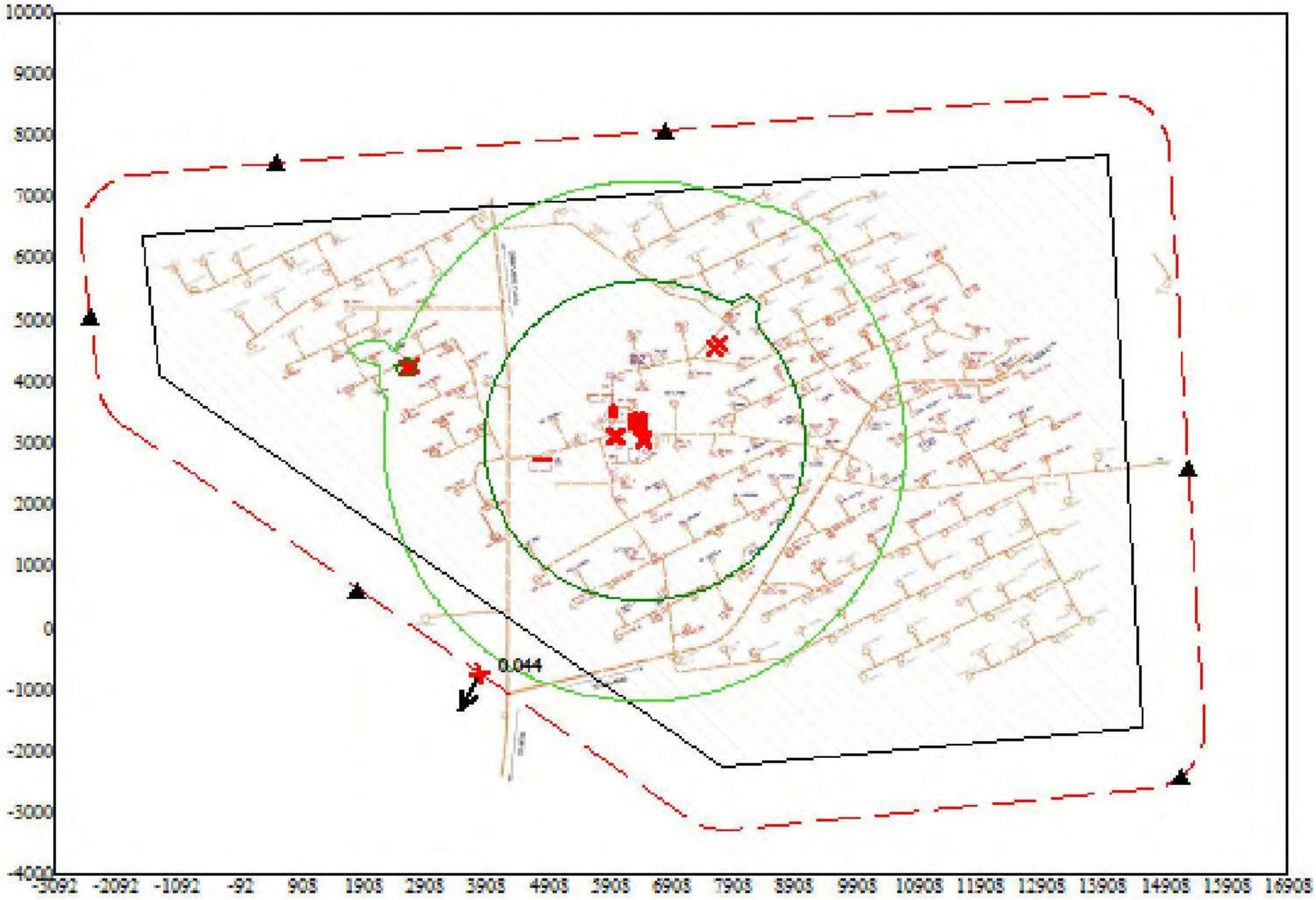
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 3.5676849 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 329° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид



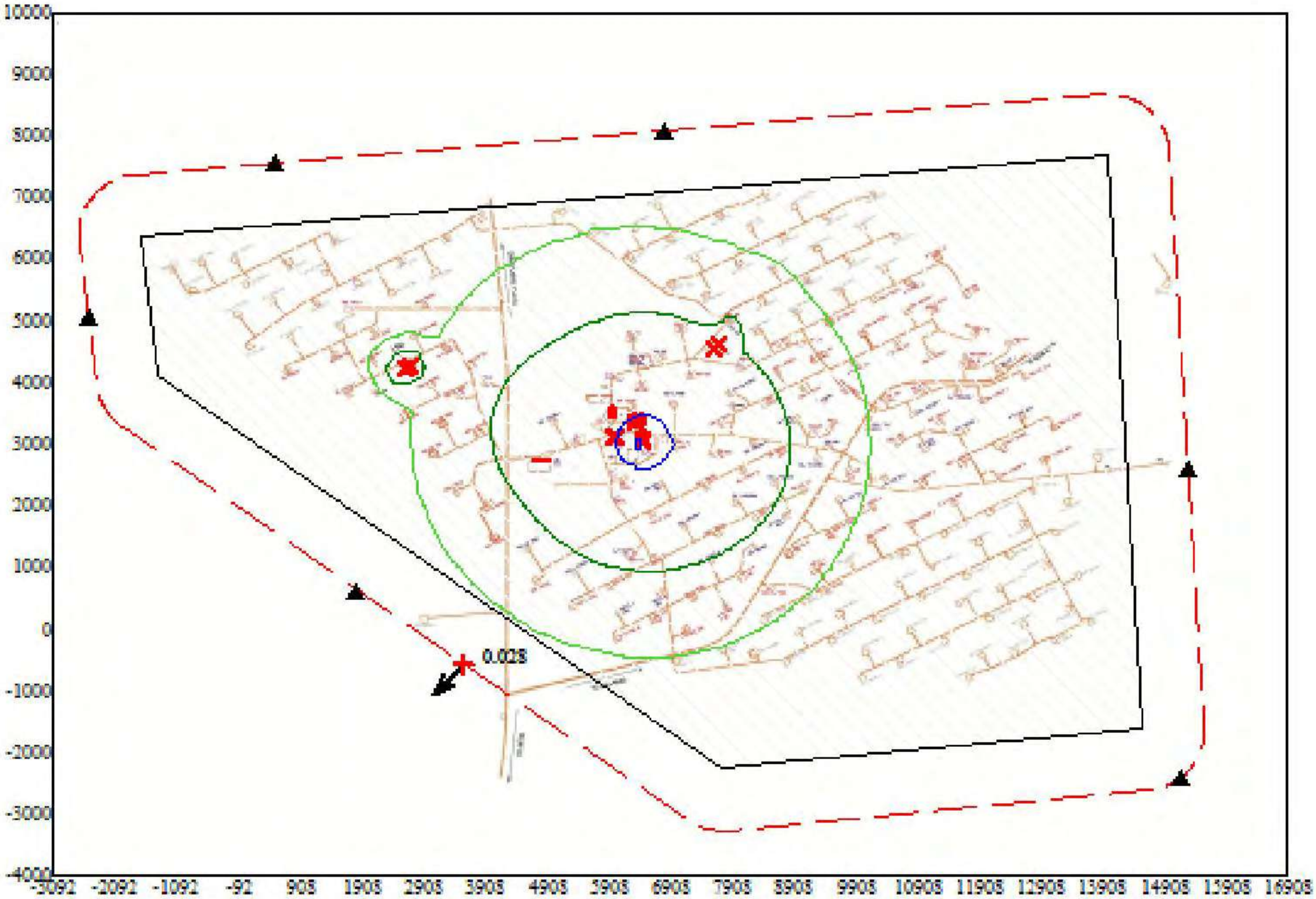
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4411286 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0328 Сажа



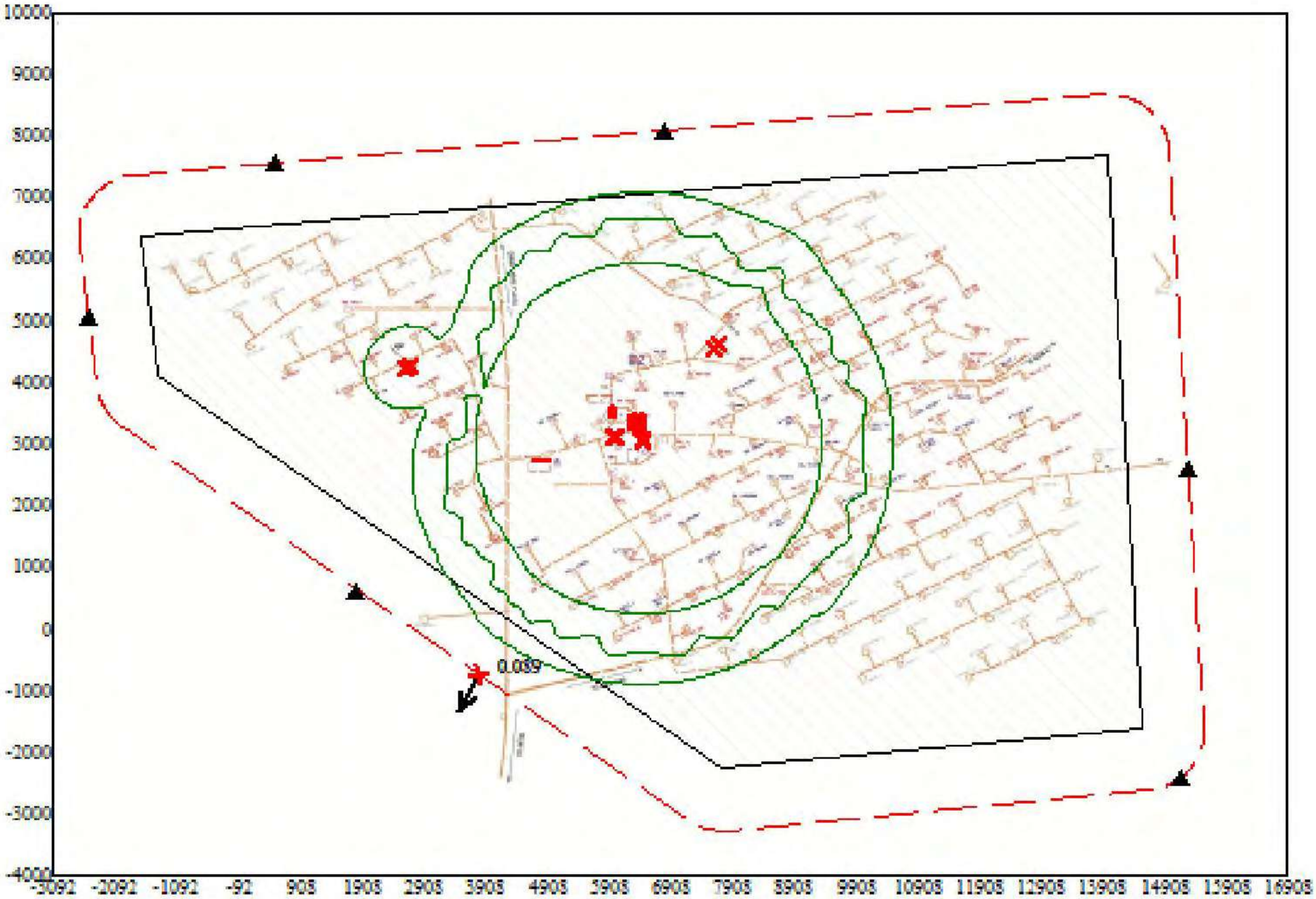
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.7199924 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 3000
При опасном направлении 283° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид



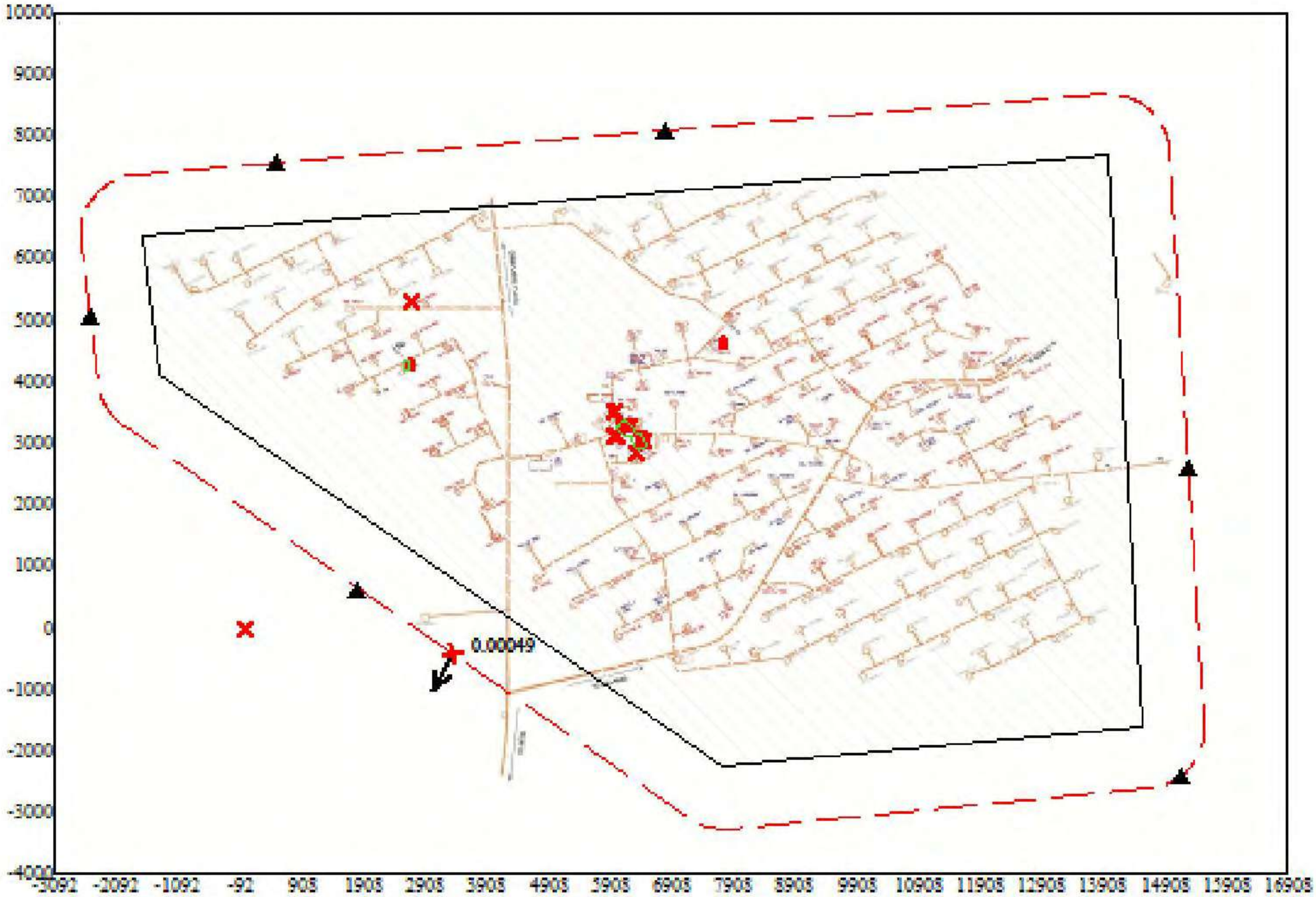
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4180233 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0333 Сероводород



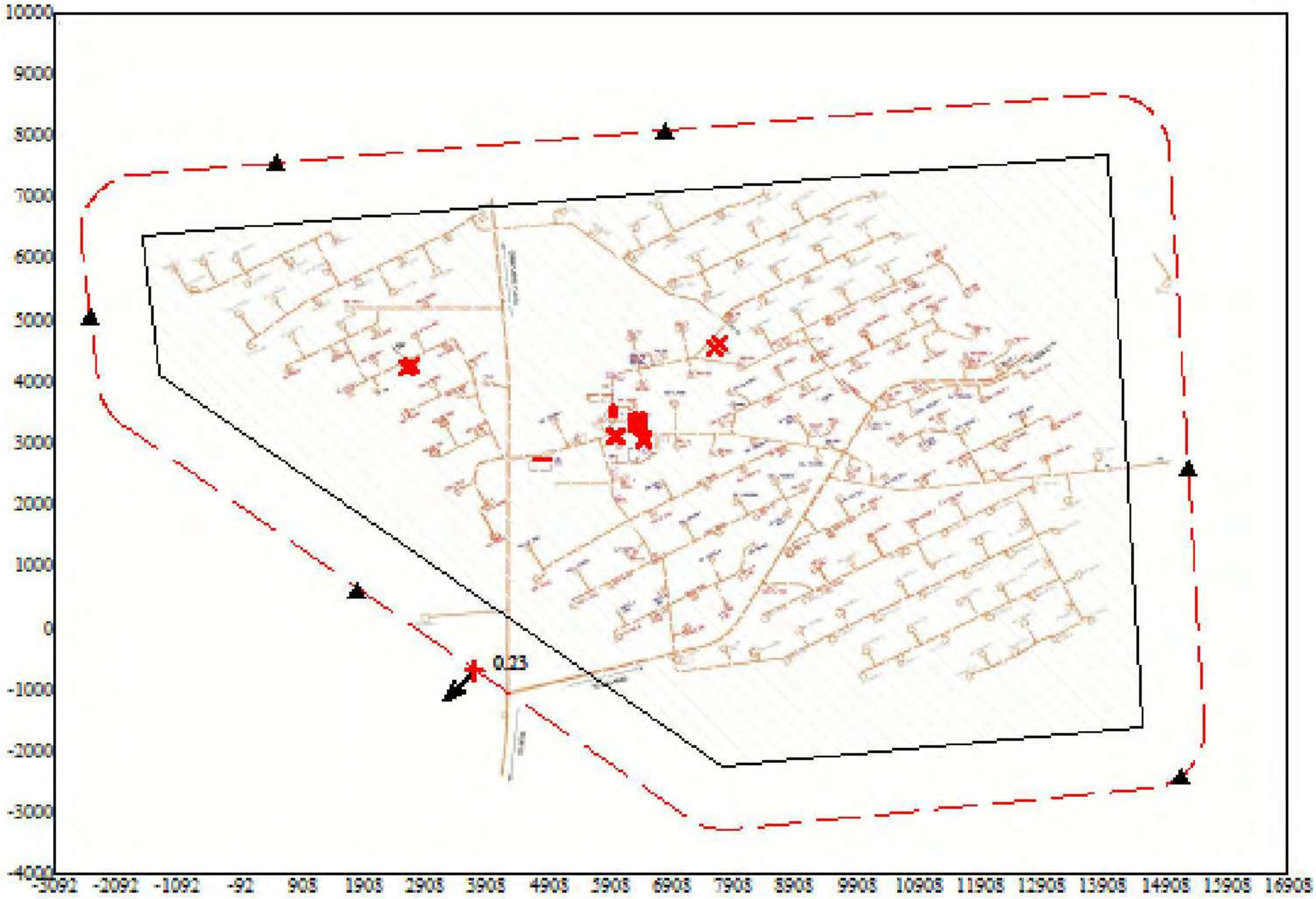
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0841687 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 79° и опасной скорости ветра 0.85 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид



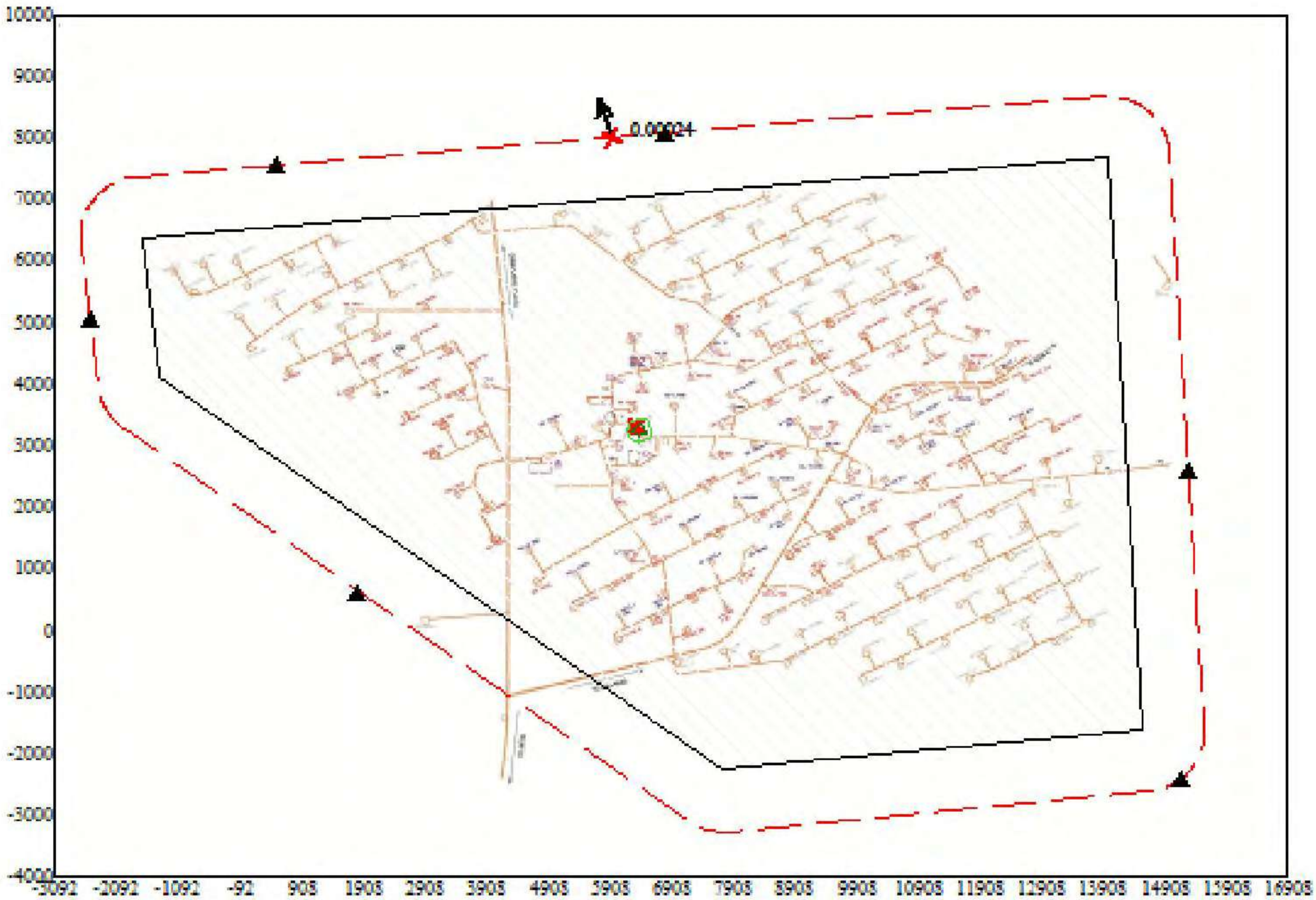
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.3073958 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0342 Фтористый водород



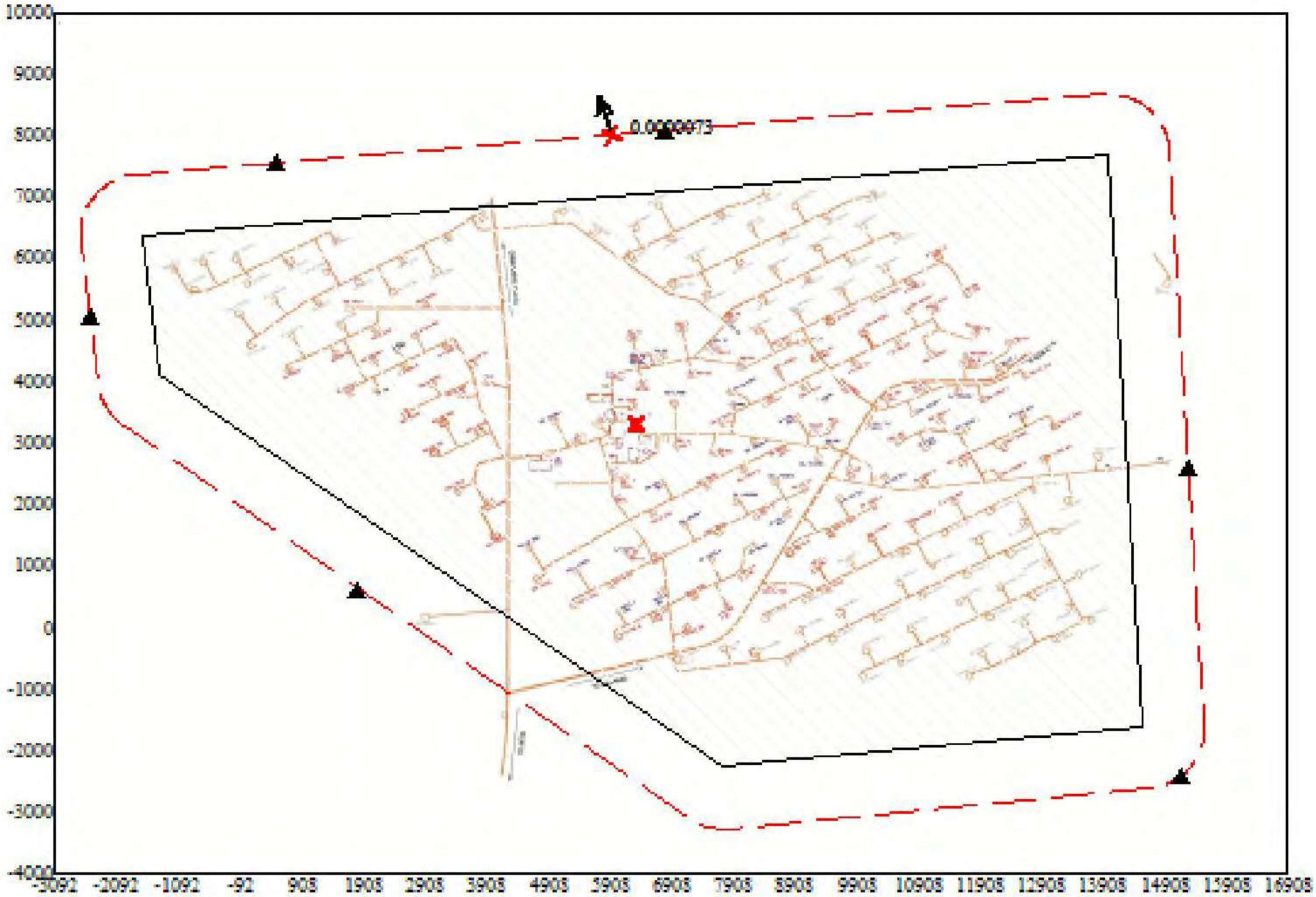
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.165913 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 313° и опасной скорости ветра 0.79 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0344 Фториды неорганические плохо растворимые



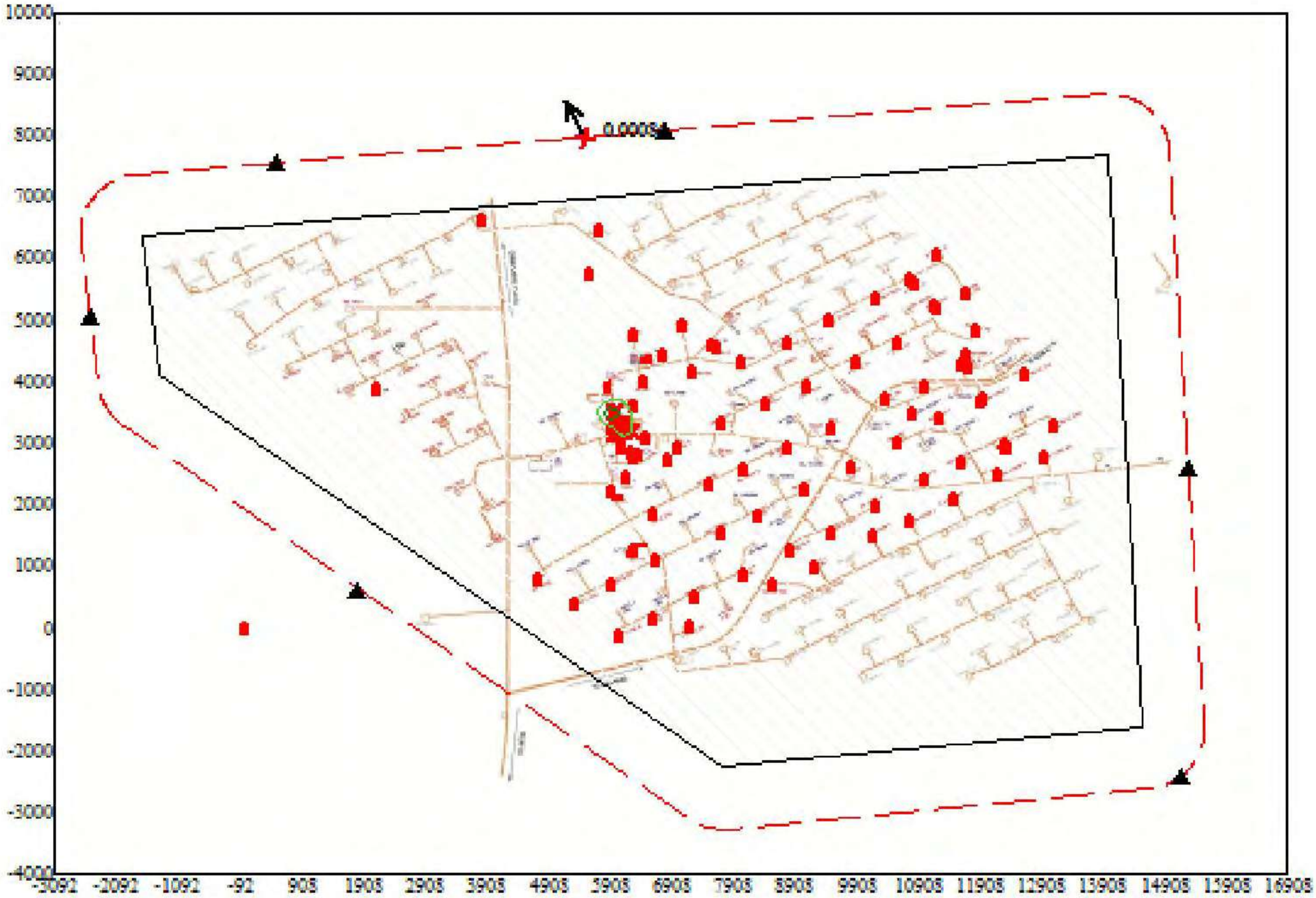
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.018424 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 313° и опасной скорости ветра 1.28 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0415 Углеводороды предельные С1-С5



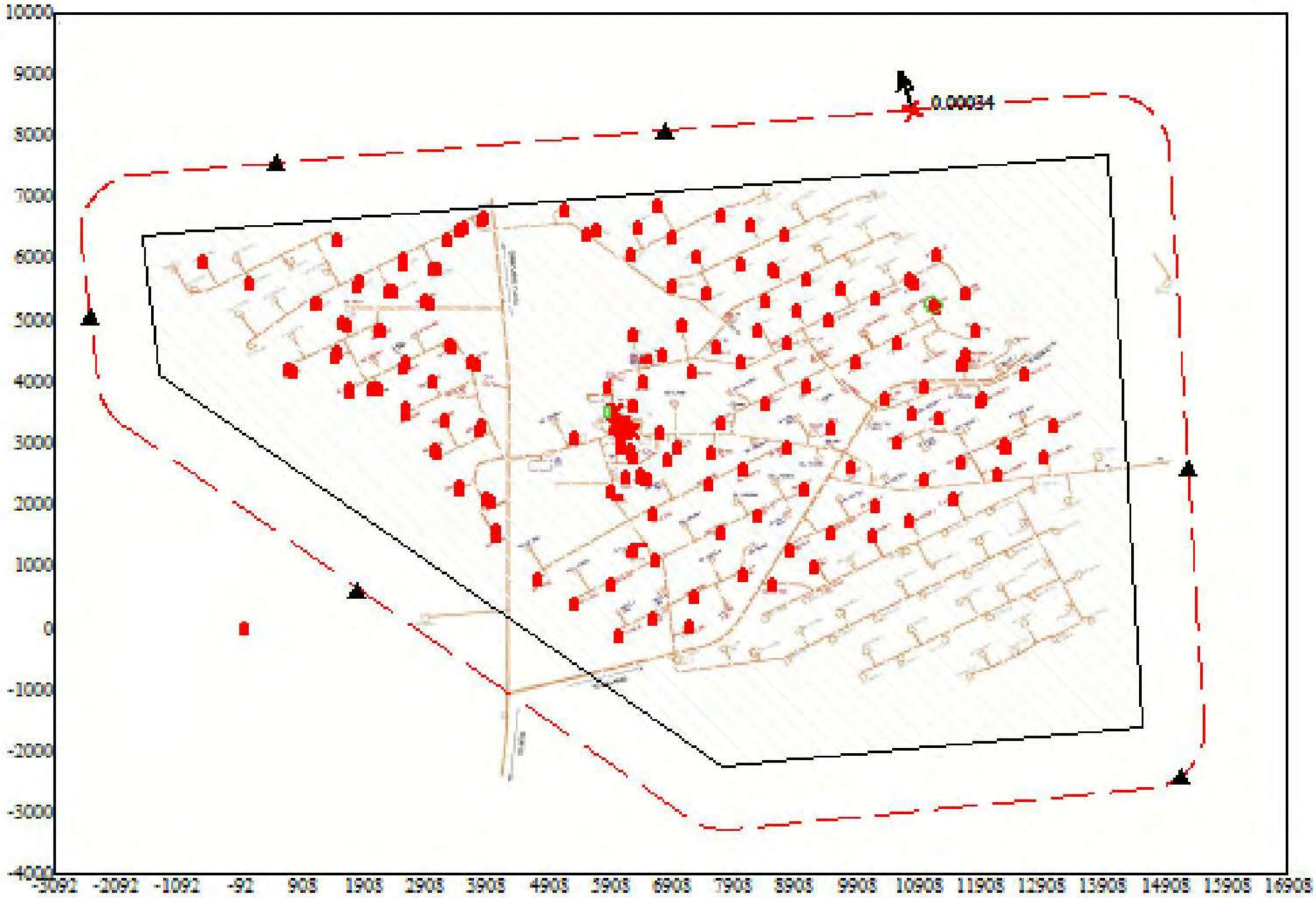
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1365378 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 88° и опасной скорости ветра 0.73 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0416 Углеводороды предельные С6-С10



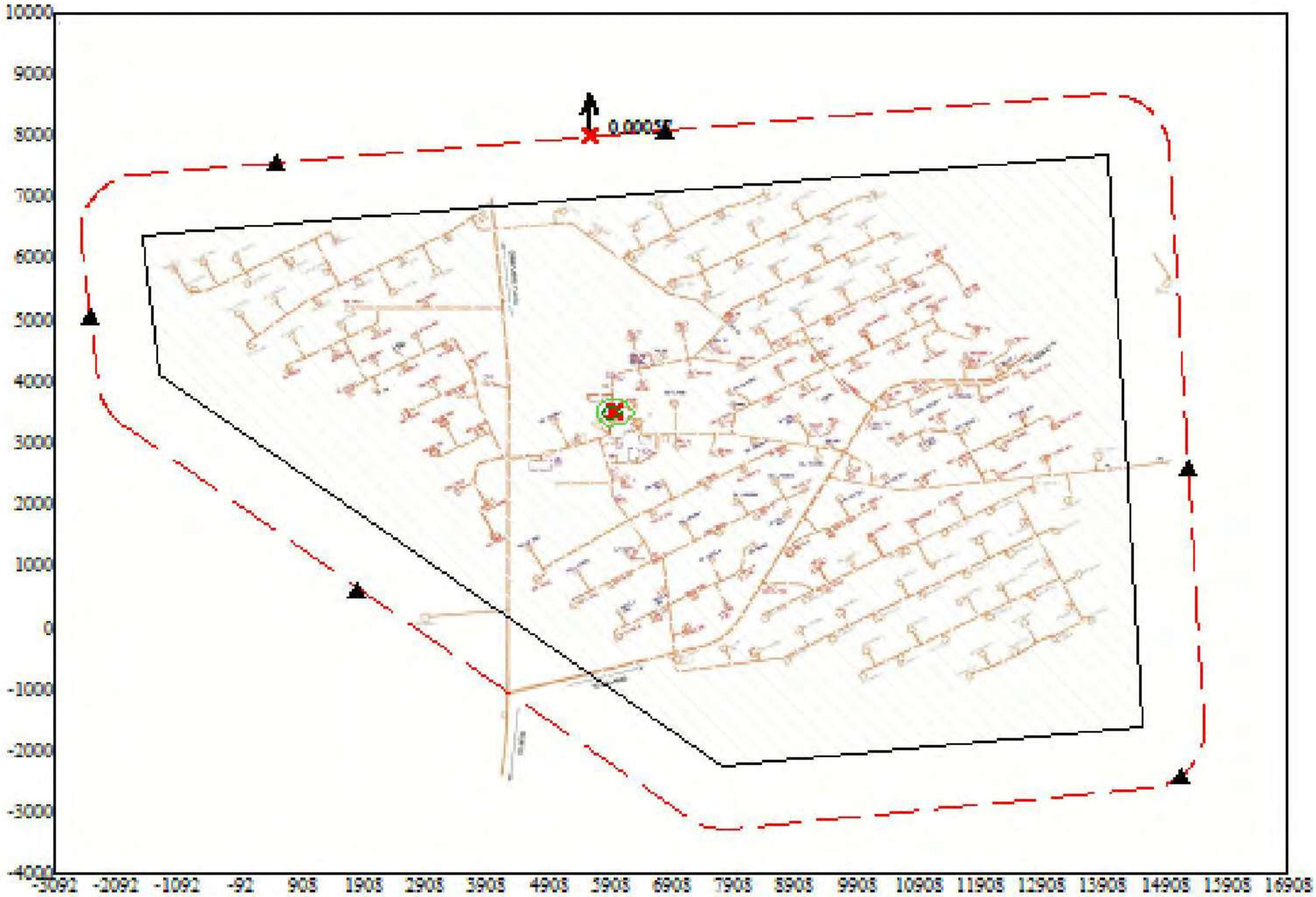
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0988694 ПДК достигается в точке x= 11158 y= 5250
При опасном направлении 144° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0501 Пентилены



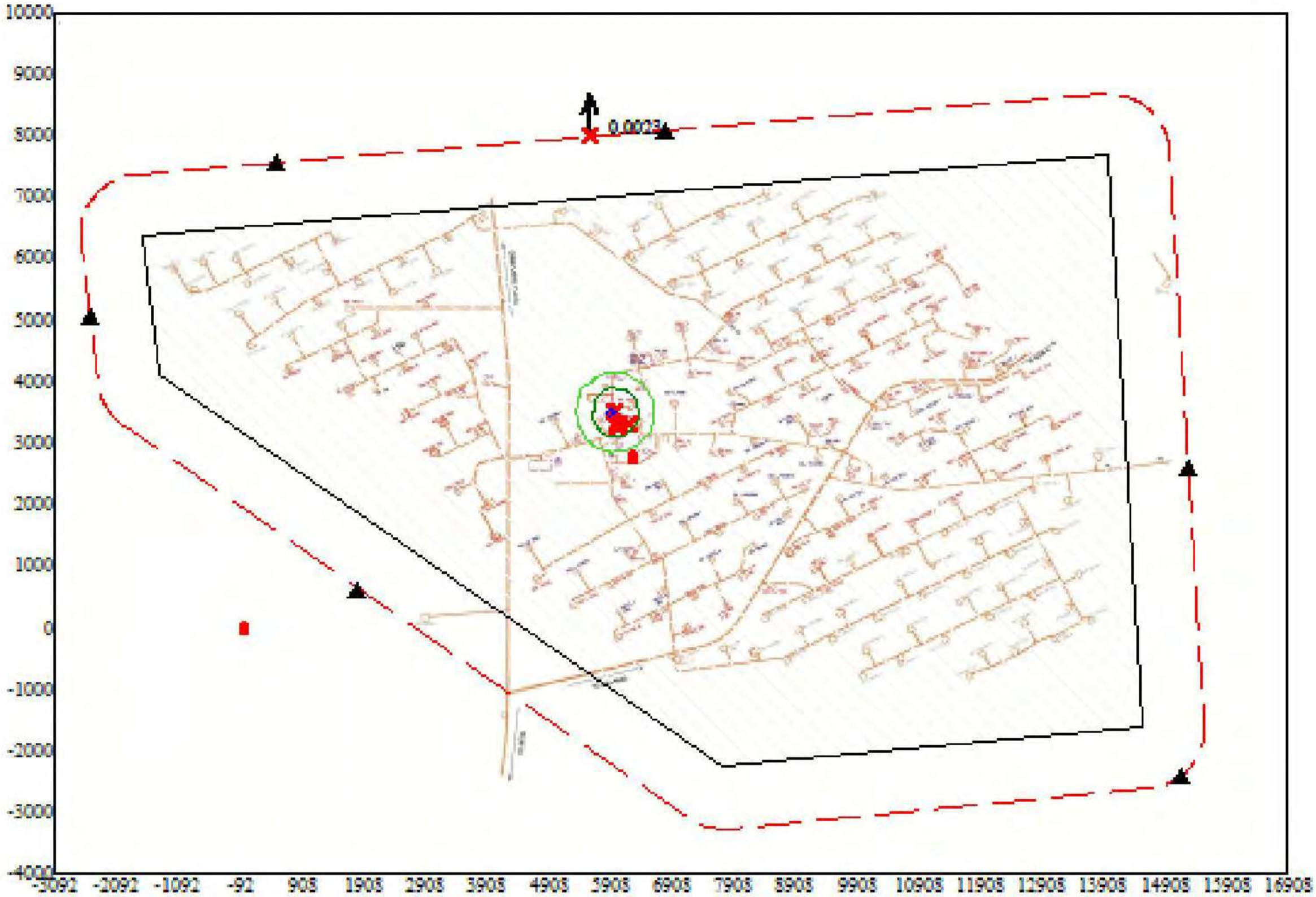
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1505702 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 88° и опасной скорости ветра 0.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0602 Бензол



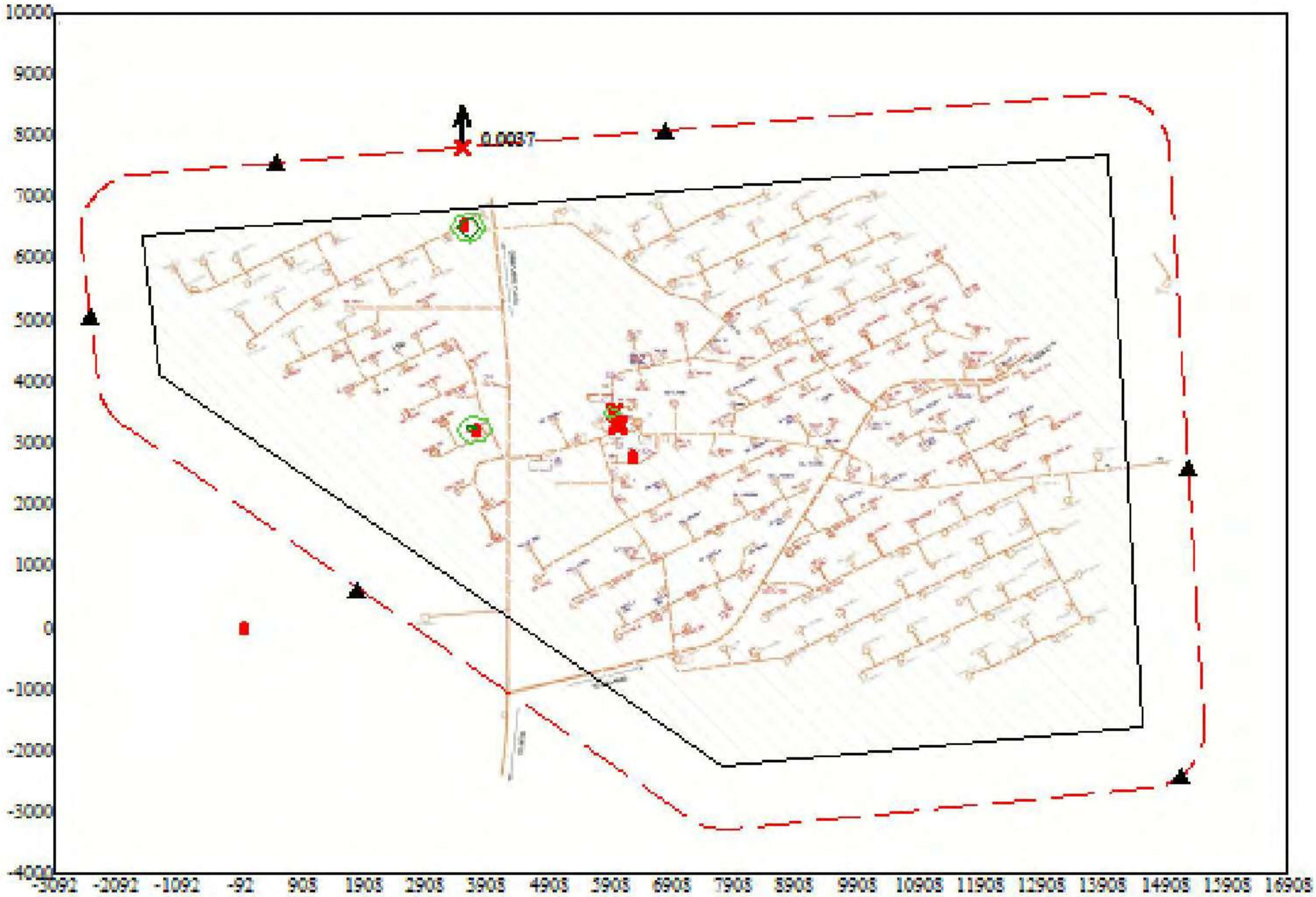
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.6023569 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 88° и опасной скорости ветра 0.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0616 Ксилол



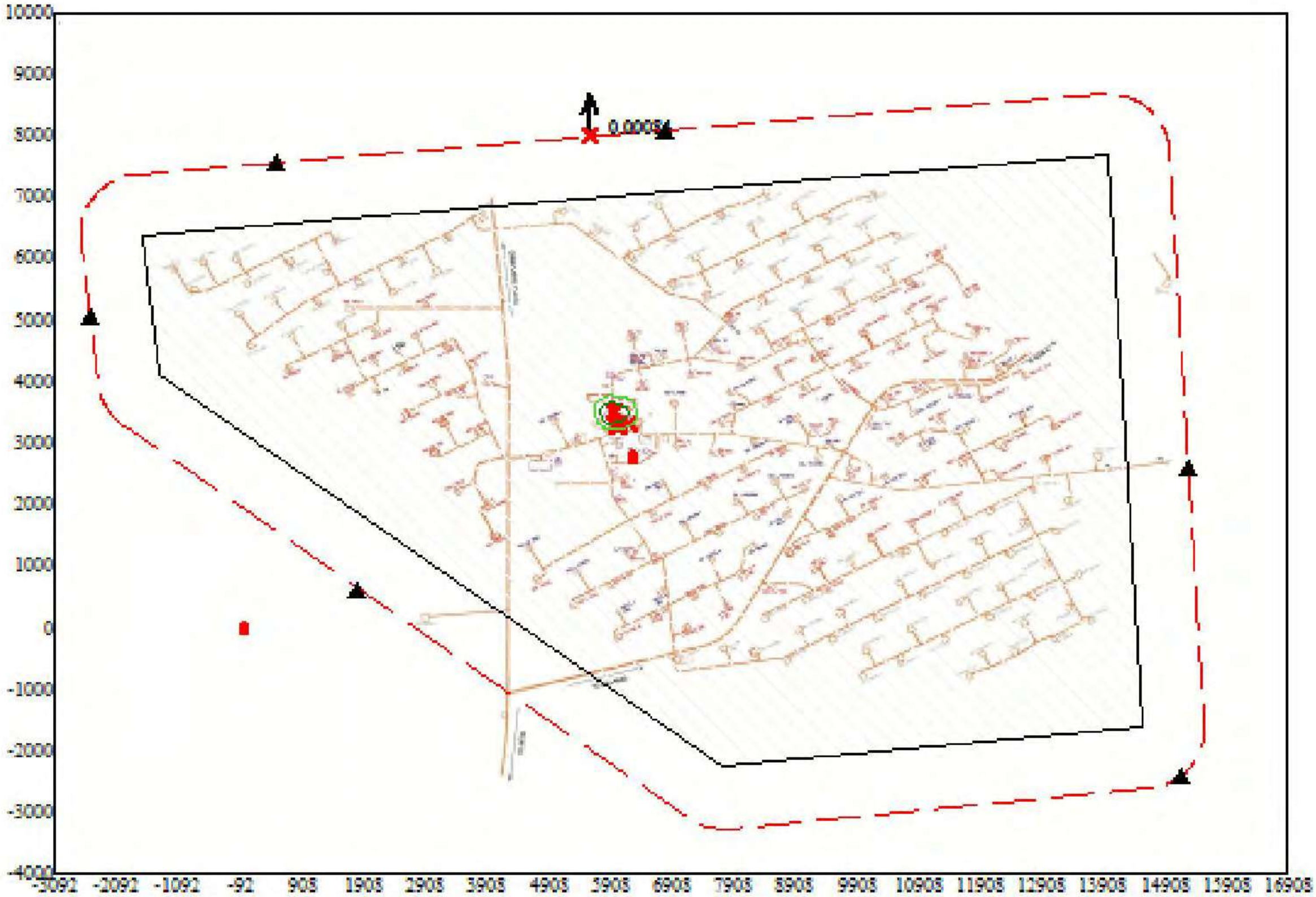
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2129867 ПДК достигается в точке x= 3658 y= 6500
При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.79 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0621 Толуол



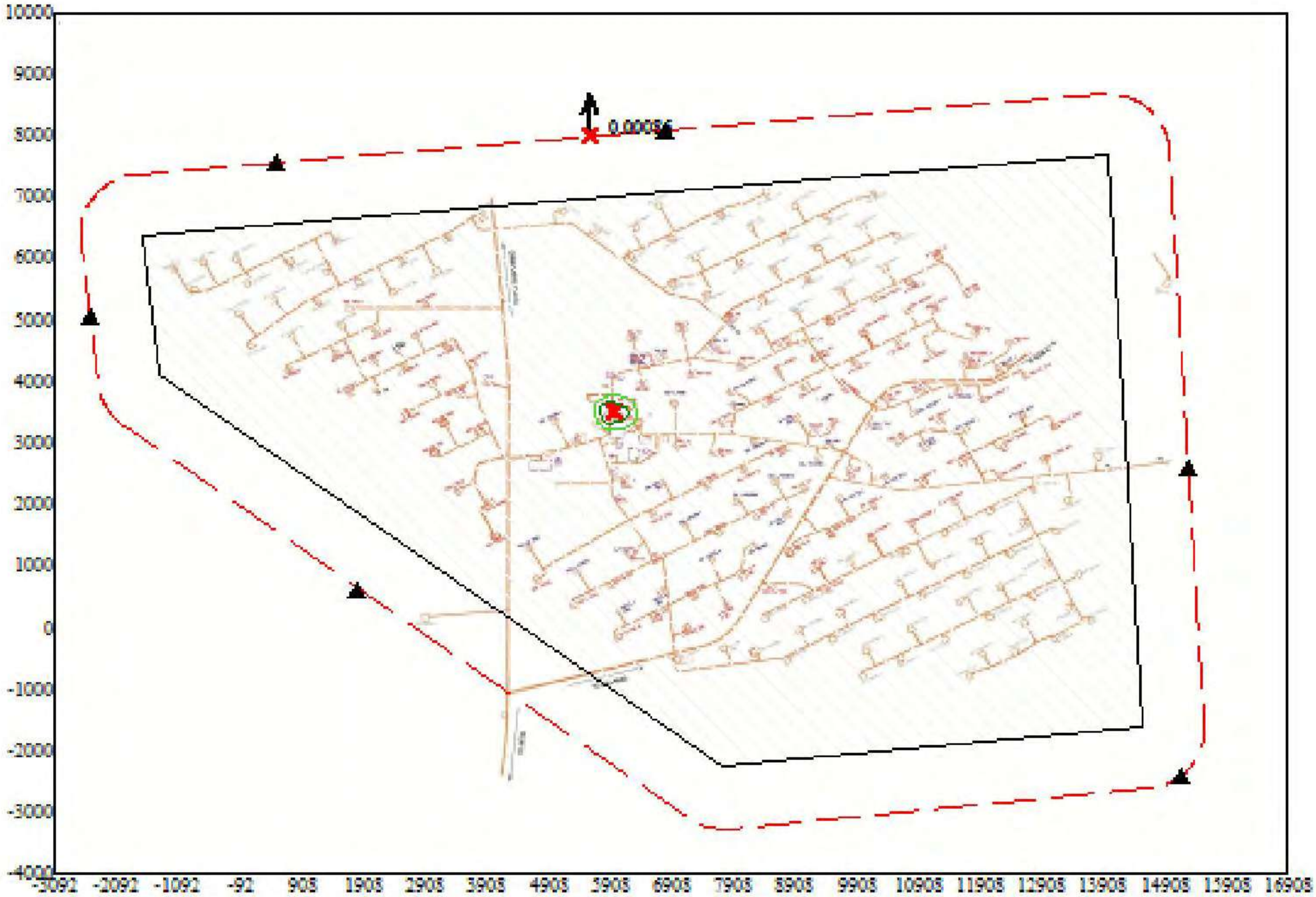
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2183394 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 88° и опасной скорости ветра 0.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0627 Этилбензол



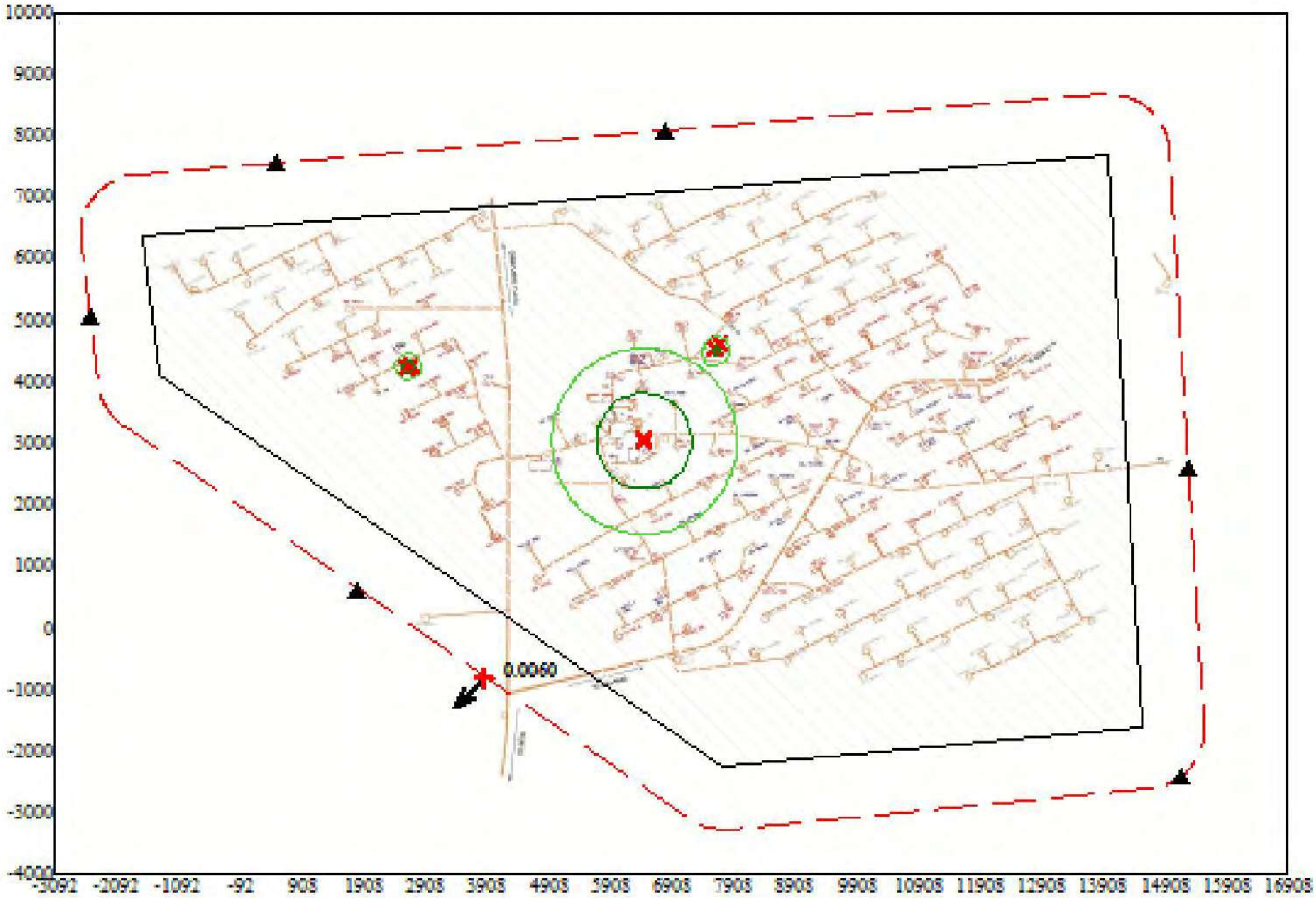
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2258554 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 88° и опасной скорости ветра 0.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен



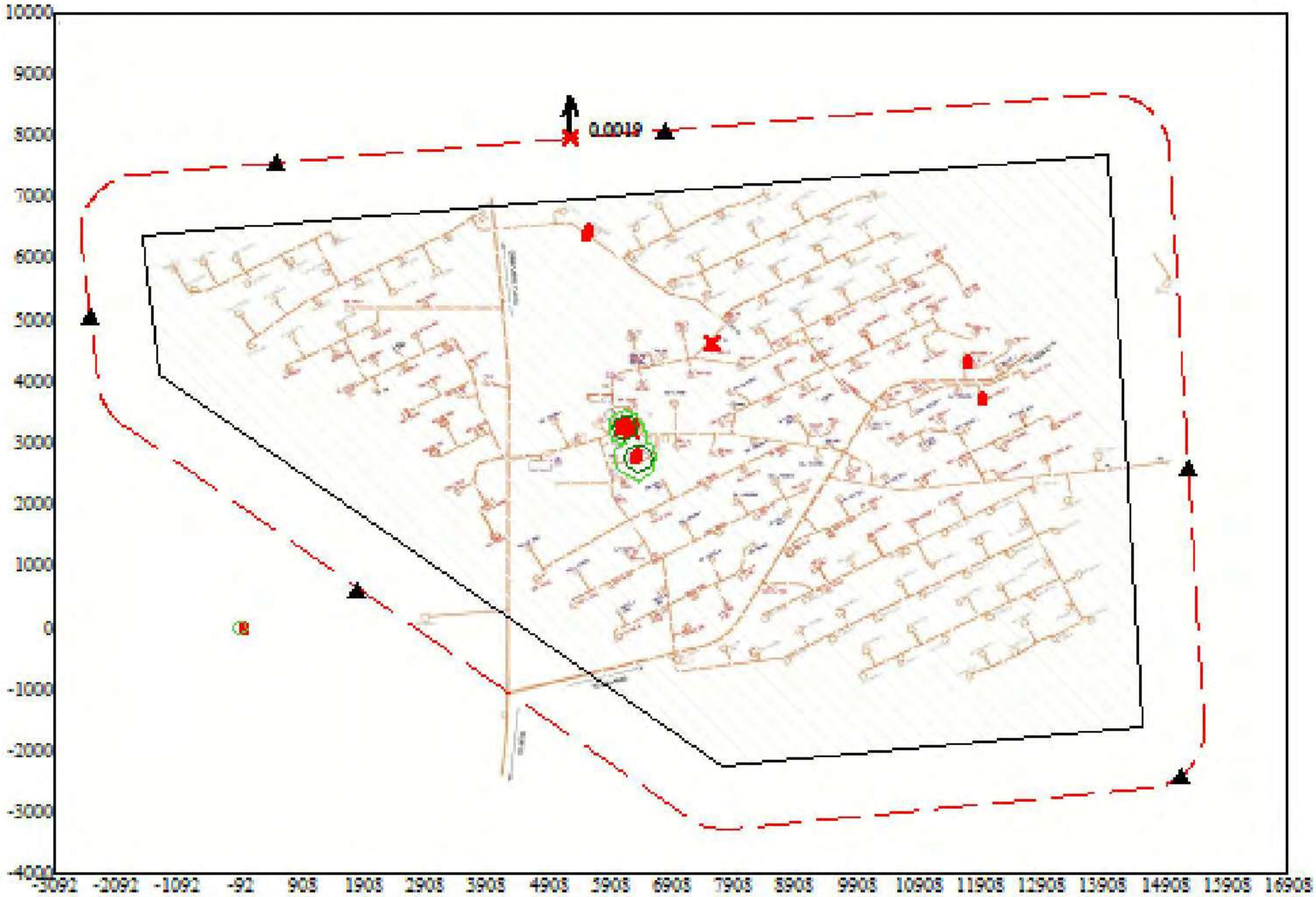
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2253559 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 161° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1052 Метанол



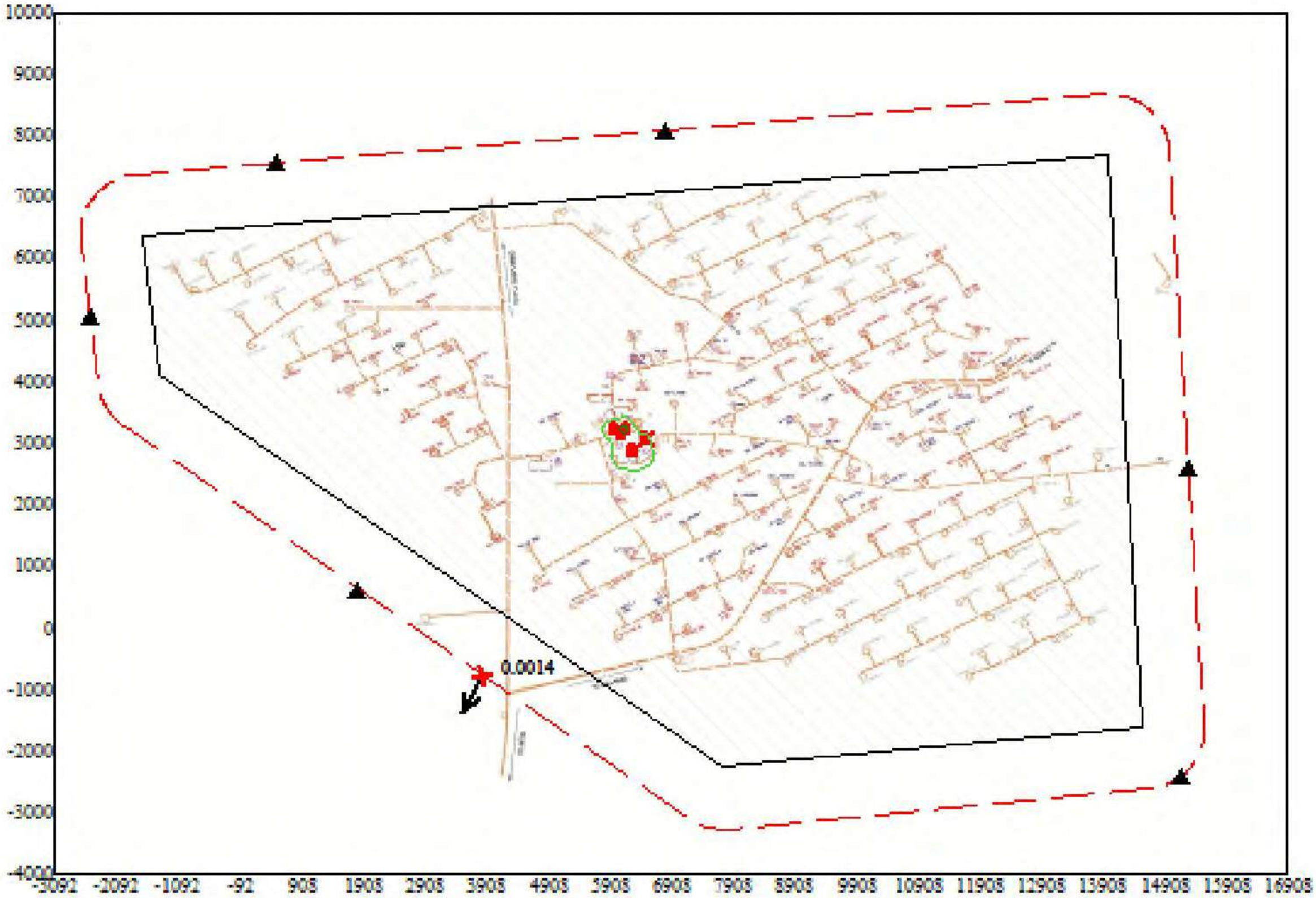
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.3578669 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 2750
При опасном направлении 275° и опасной скорости ветра 0.77 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1078 Этиленгликоль



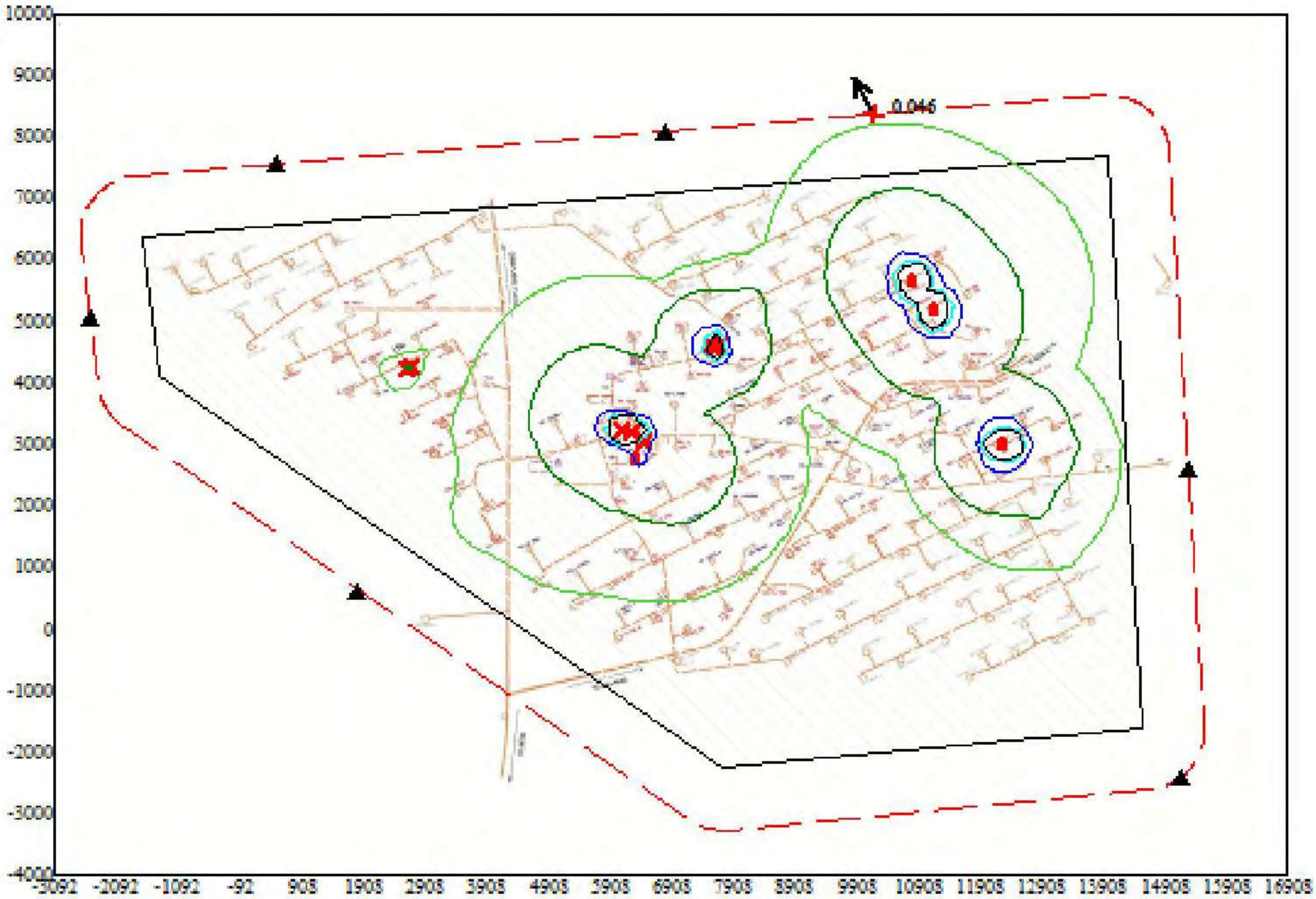
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1111855 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 104° и опасной скорости ветра 0.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид



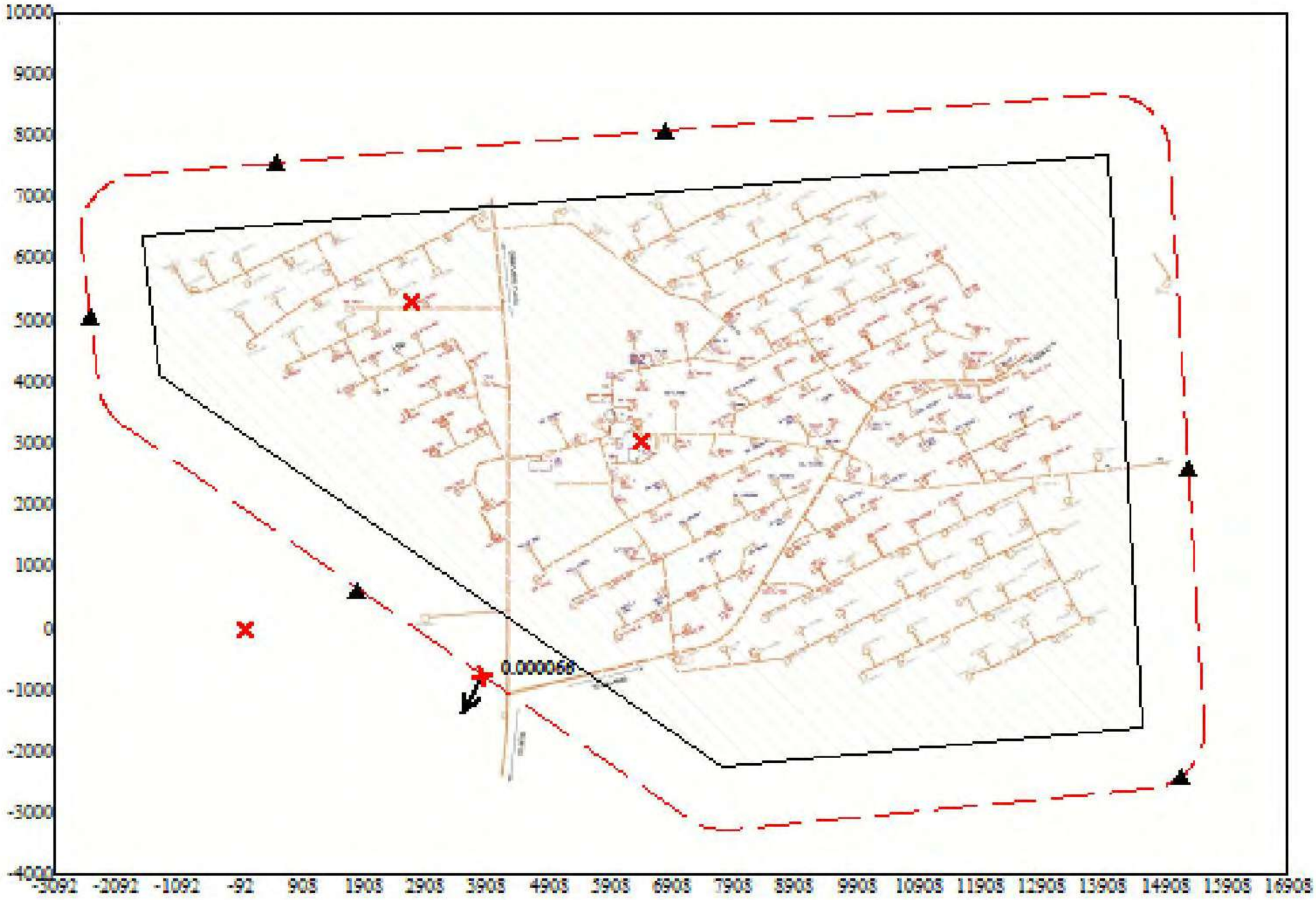
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 7.5350552 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 262° и опасной скорости ветра 0.58 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2735 Масло минеральное нефтяное



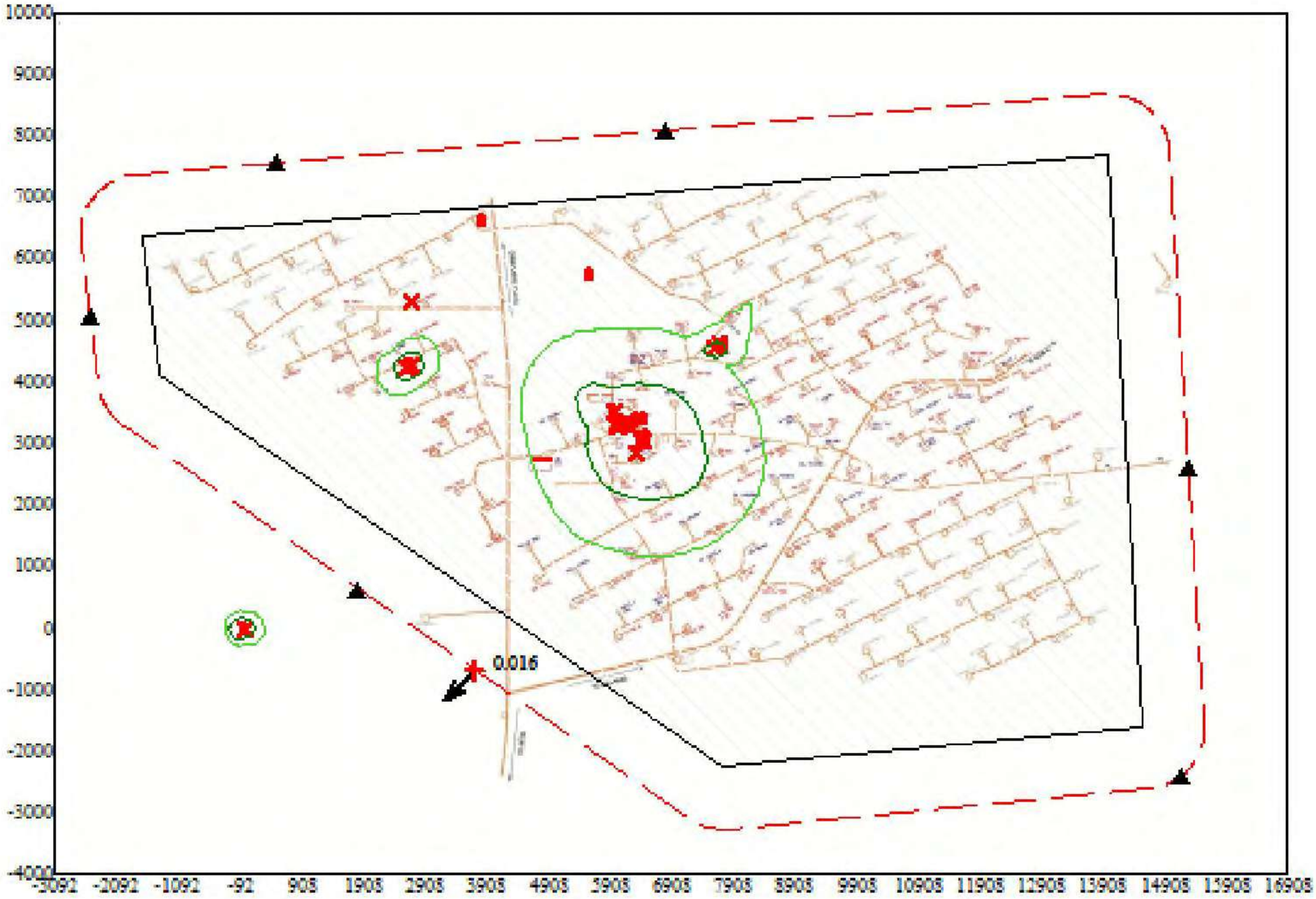
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0366898 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3000
При опасном направлении 23° и опасной скорости ветра 0.59 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2754 Углеводороды предельные С12-С19



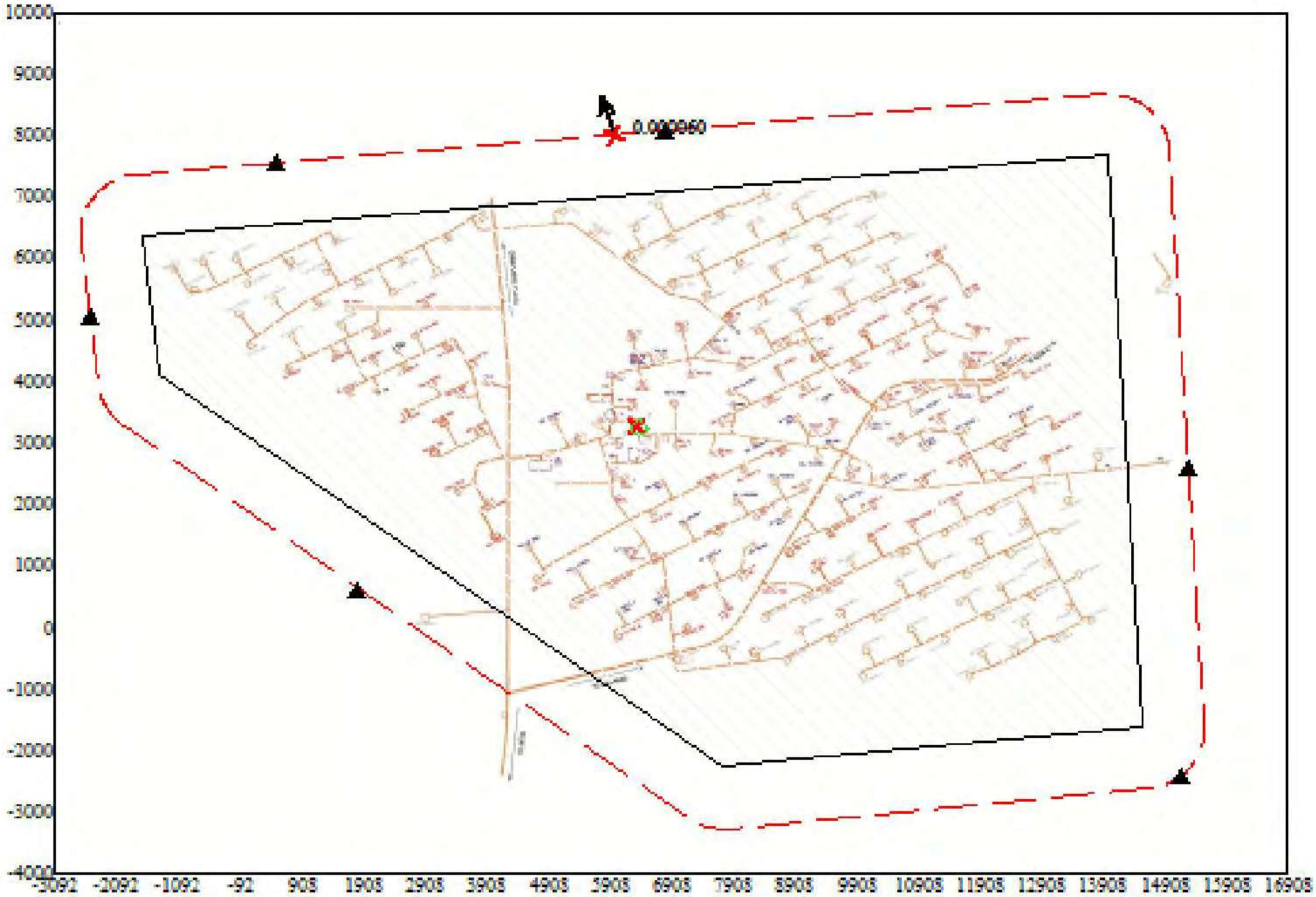
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.3095152 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 323° и опасной скорости ветра 0.63 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2902 Взвешенные частицы



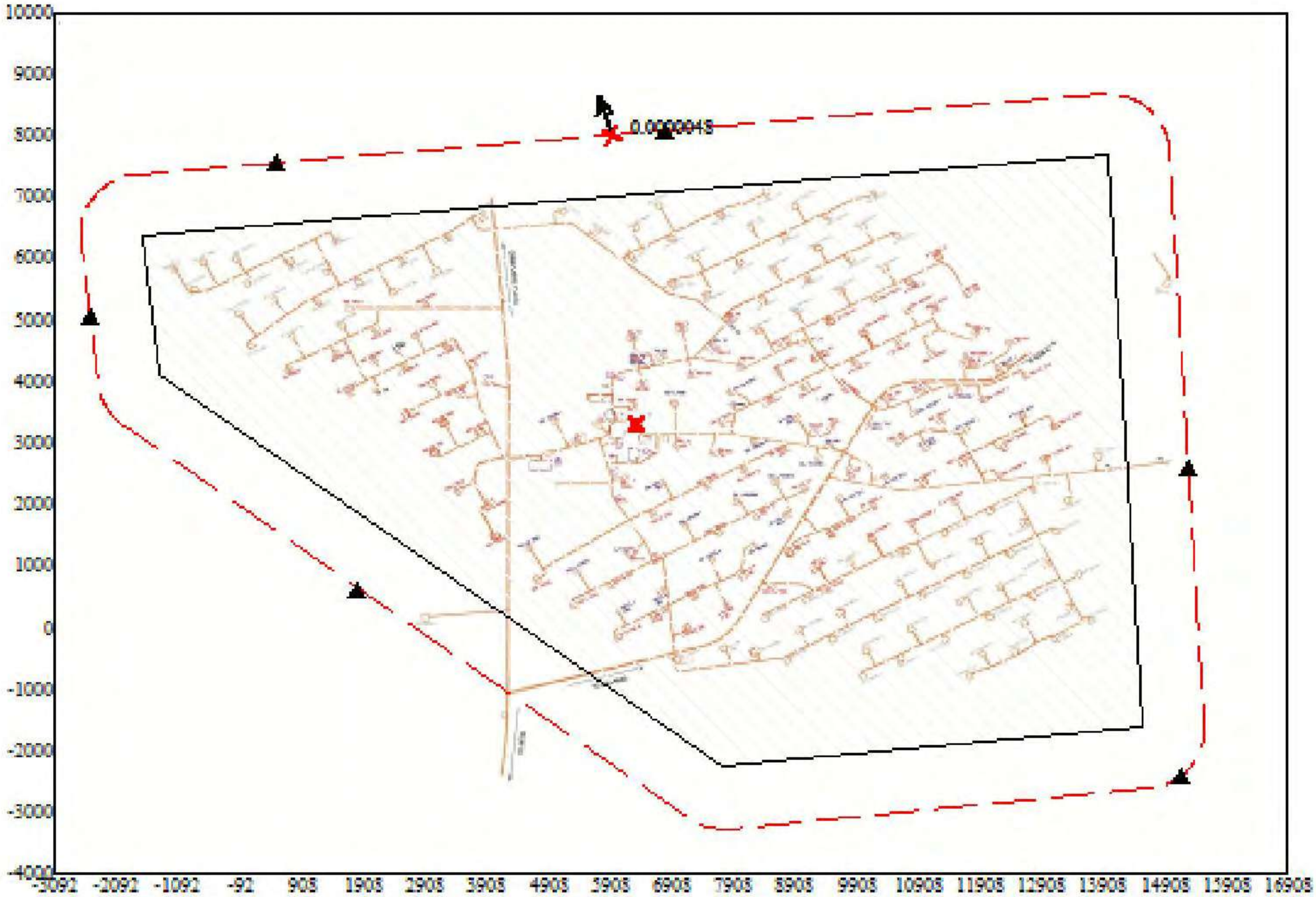
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0930047 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 305° и опасной скорости ветра 0.79 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2908 Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%



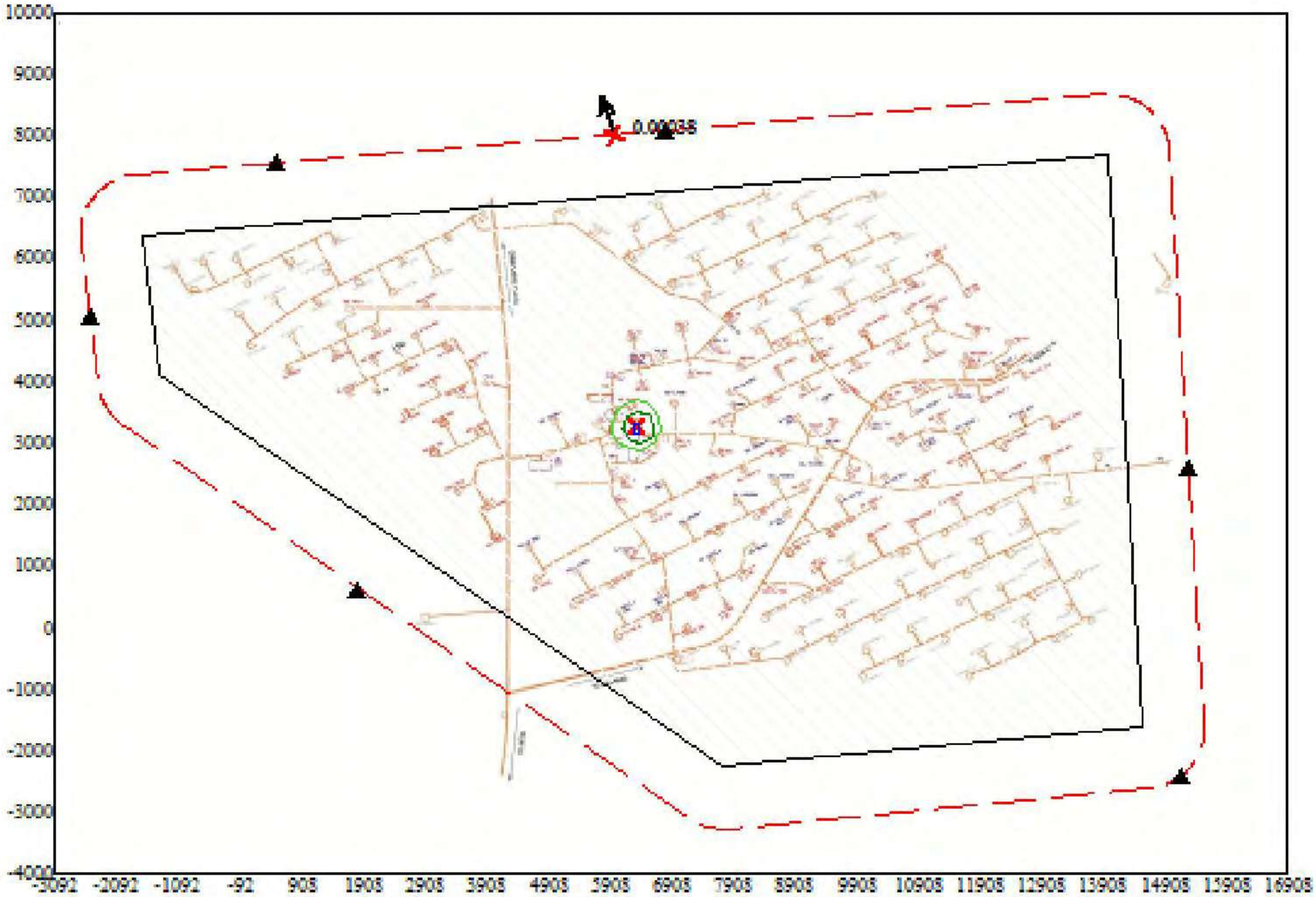
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0122827 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 313° и опасной скорости ветра 1.28 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2930 Пыль абразивная



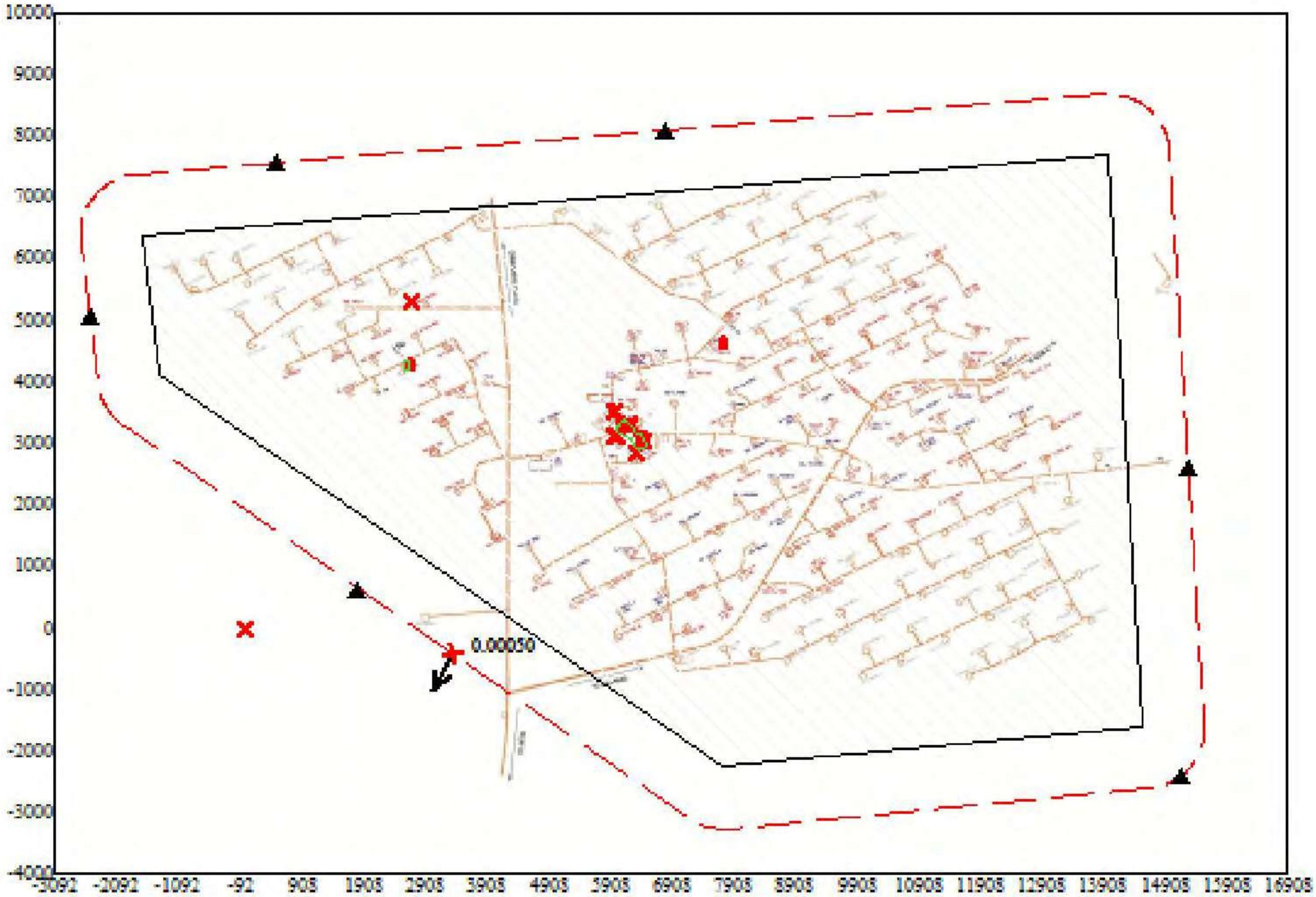
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.5868151 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 305° и опасной скорости ветра 0.79 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6001 0303+0333



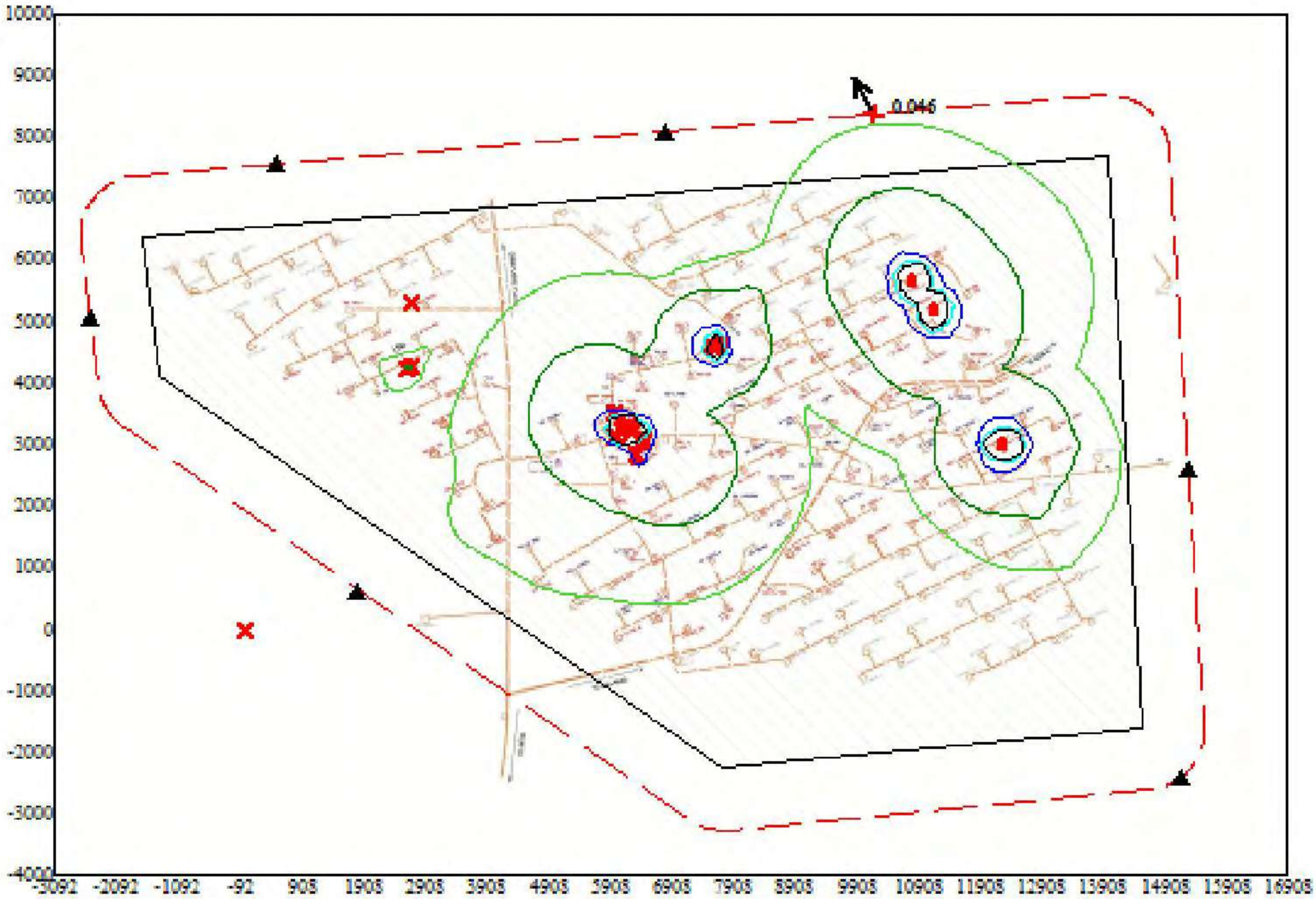
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0843166 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 79° и опасной скорости ветра 0.85 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6002 0303+0333+1325



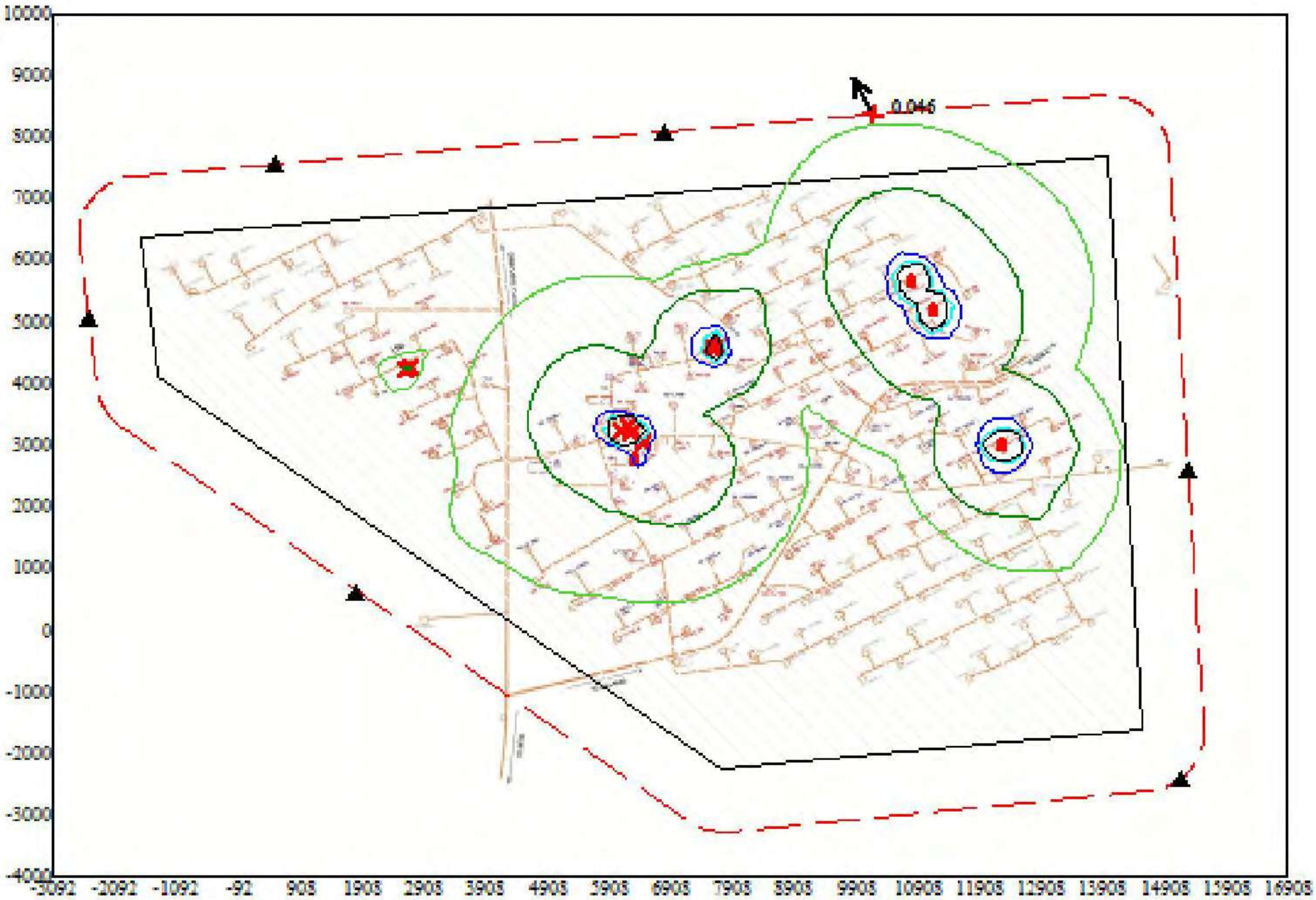
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 7.5350695 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 262° и опасной скорости ветра 0.58 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6003 0303+1325



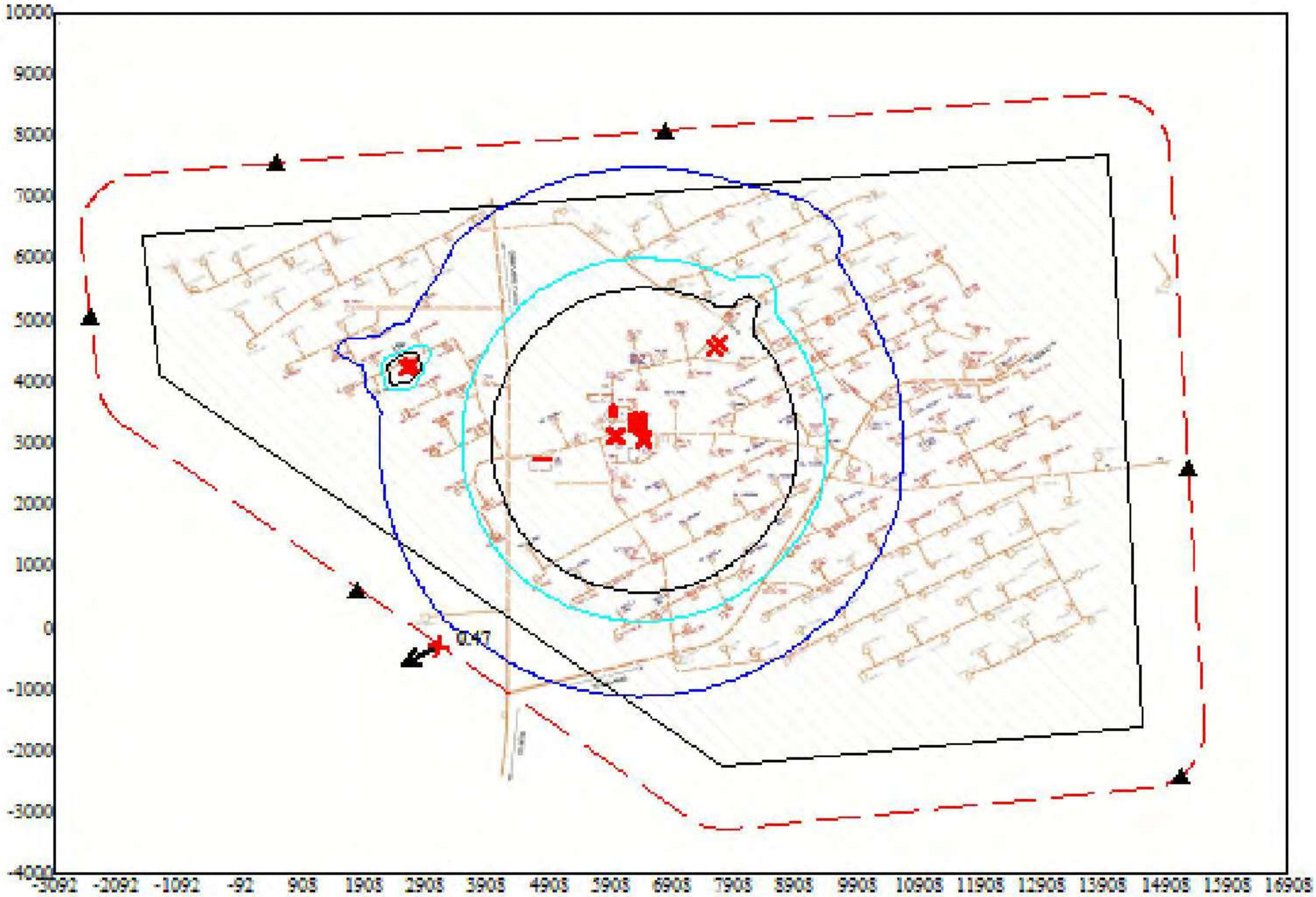
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 7.5350552 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 262° и опасной скорости ветра 0.58 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6007 0301+0330



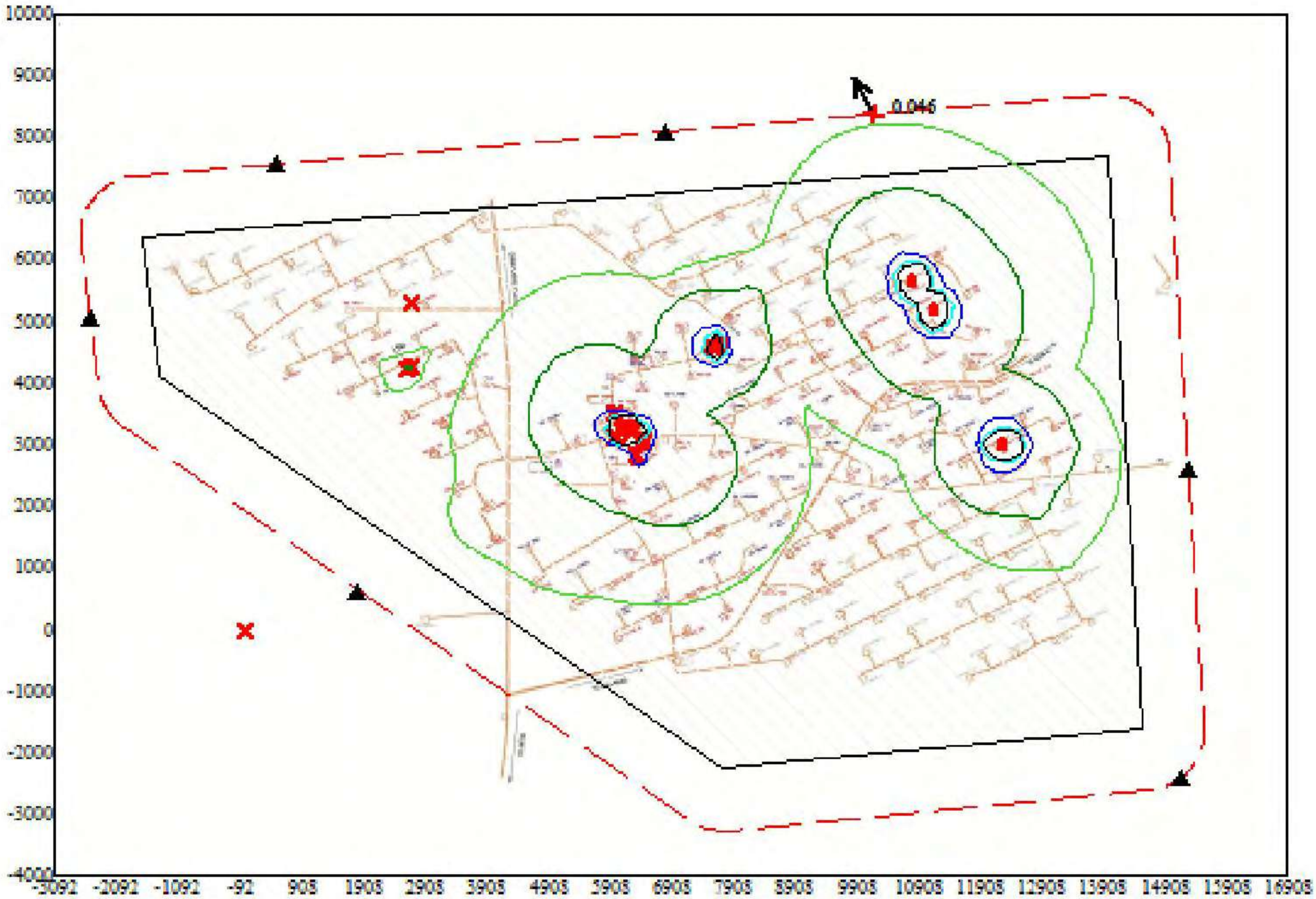
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 3.9826772 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 329° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6037 0333+1325



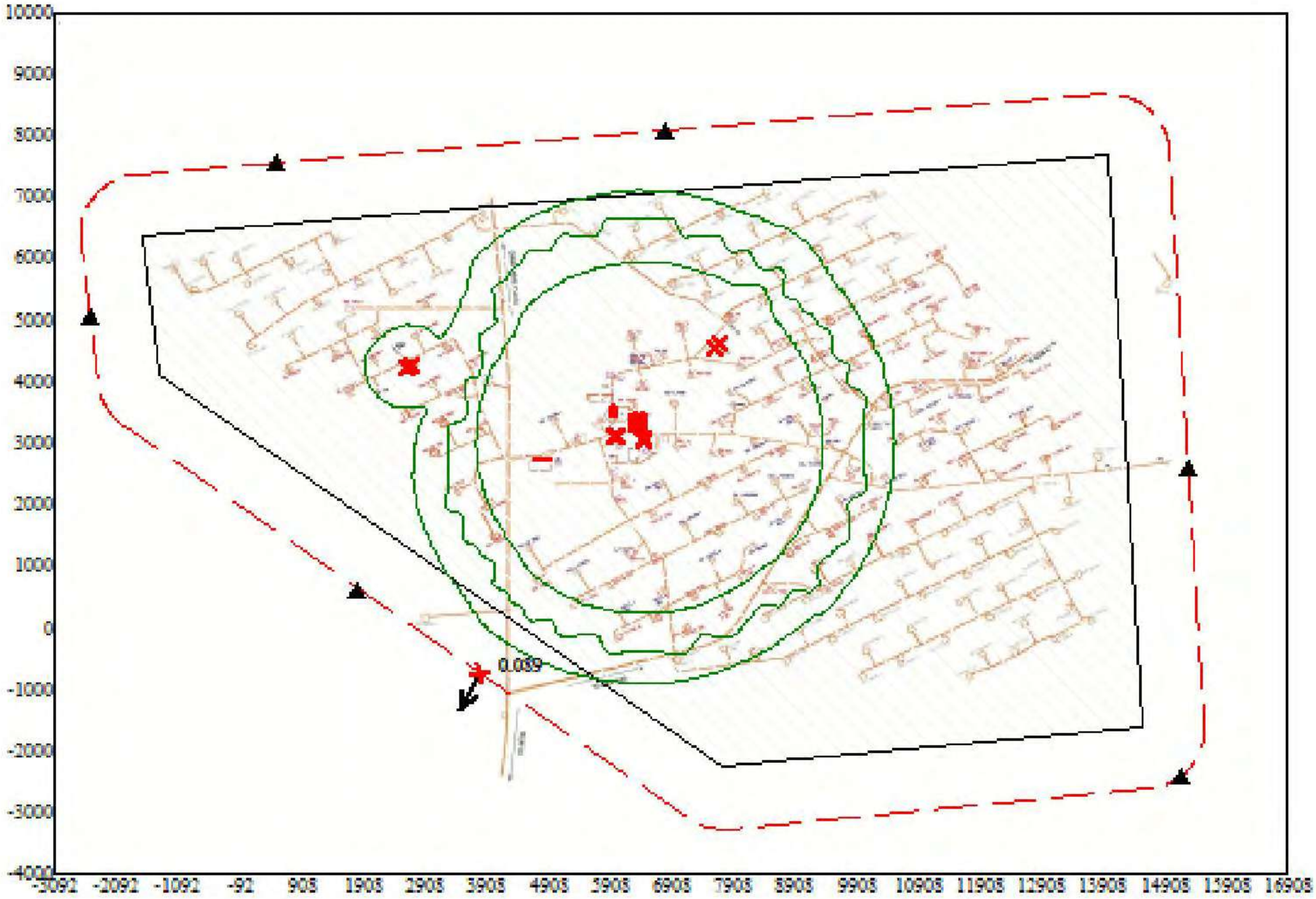
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 7.5350695 ПДК достигается в точке x= 6158 y= 3250
При опасном направлении 262° и опасной скорости ветра 0.58 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6041 0330+0342



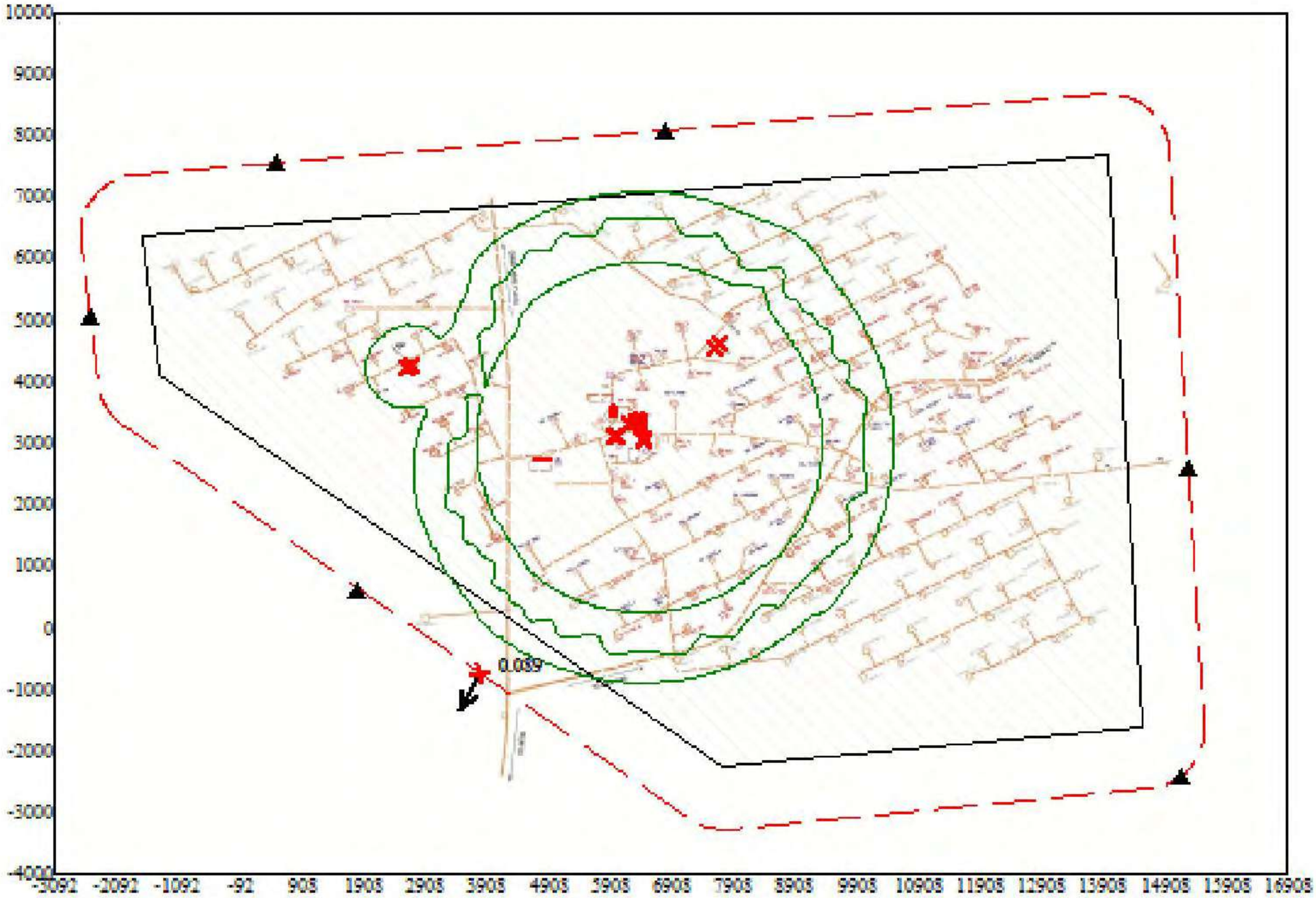
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4231482 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6042 0322+0330



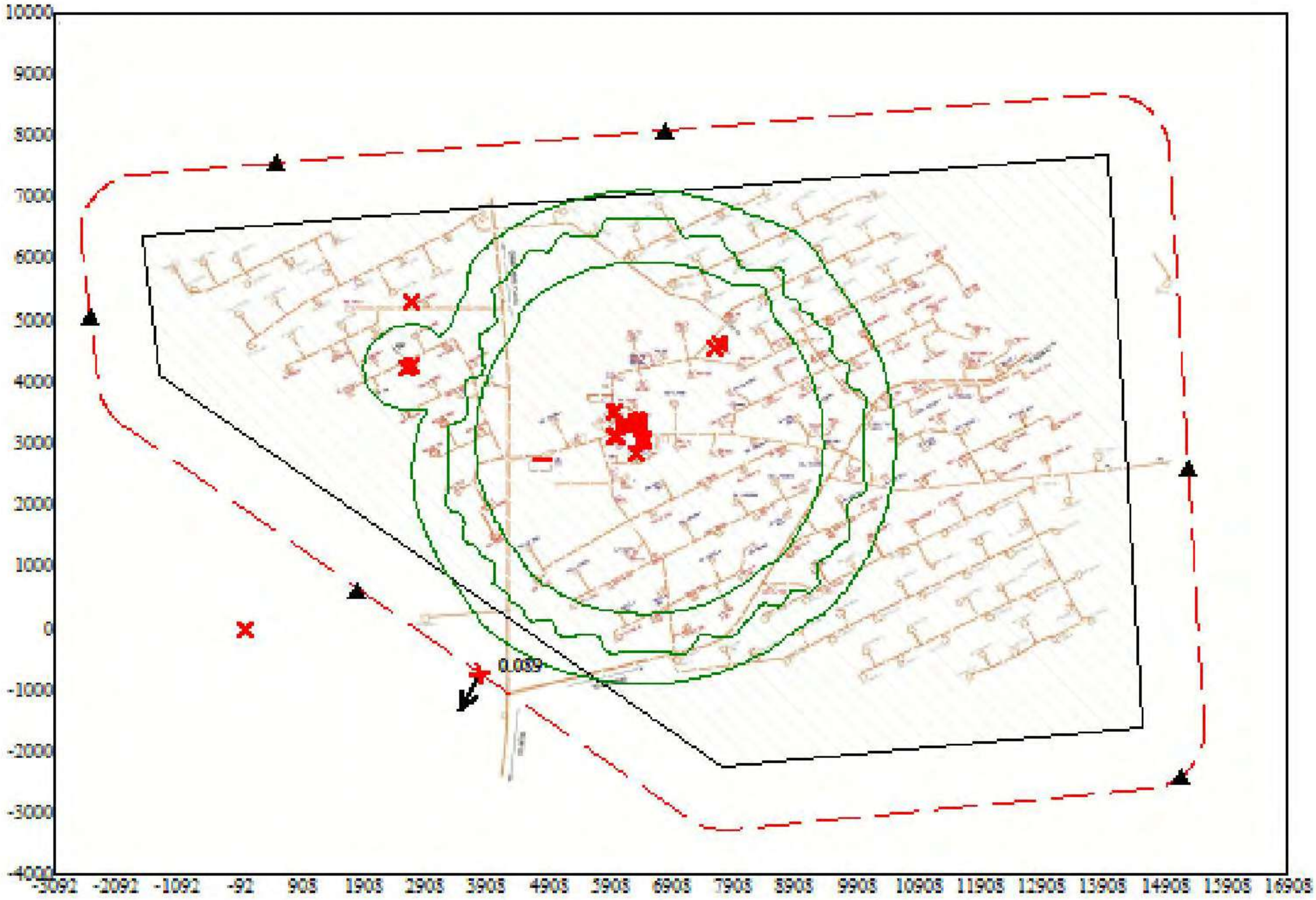
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.41805 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6044 0330+0333



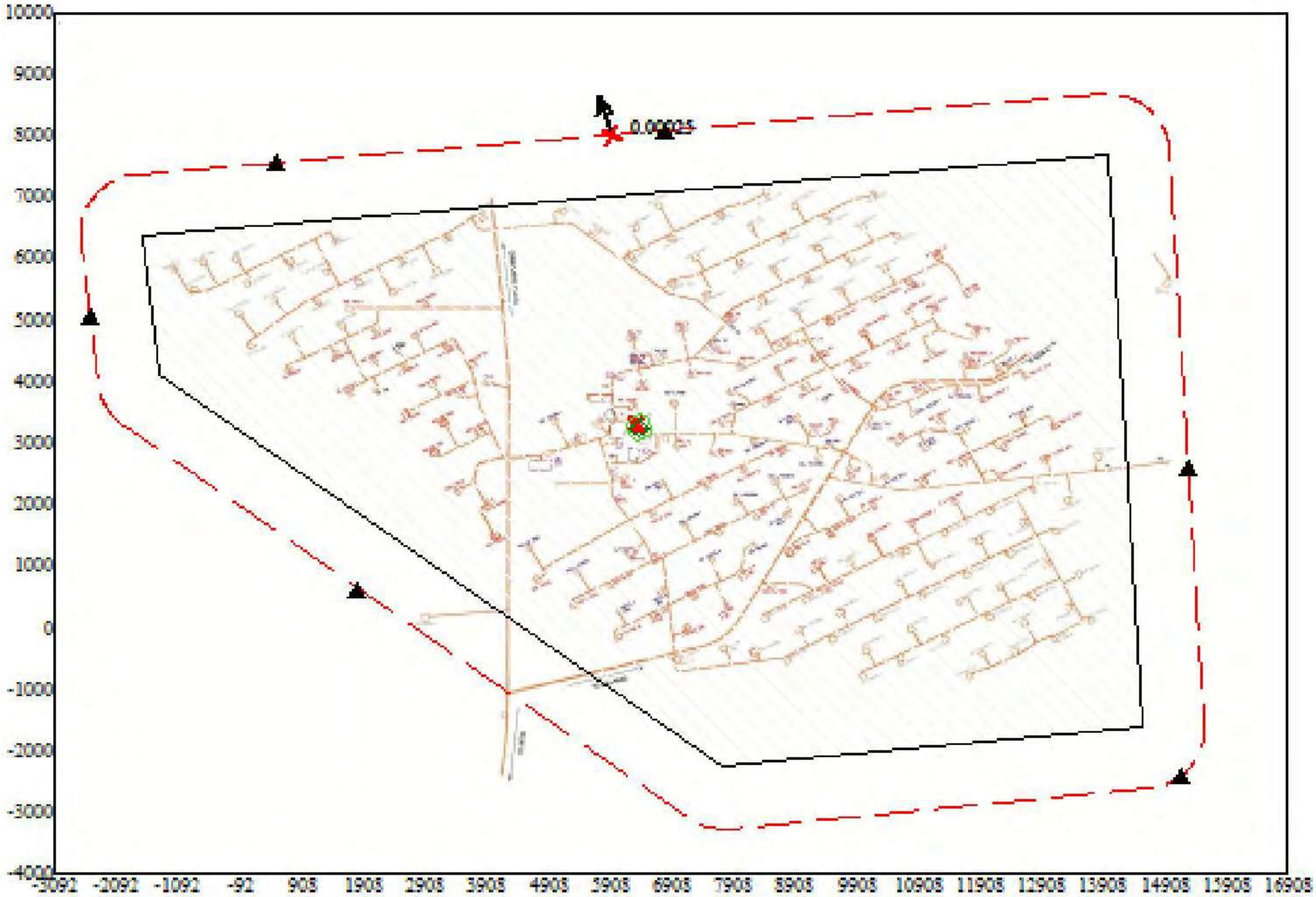
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.427907 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_лето Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6359 0342+0344



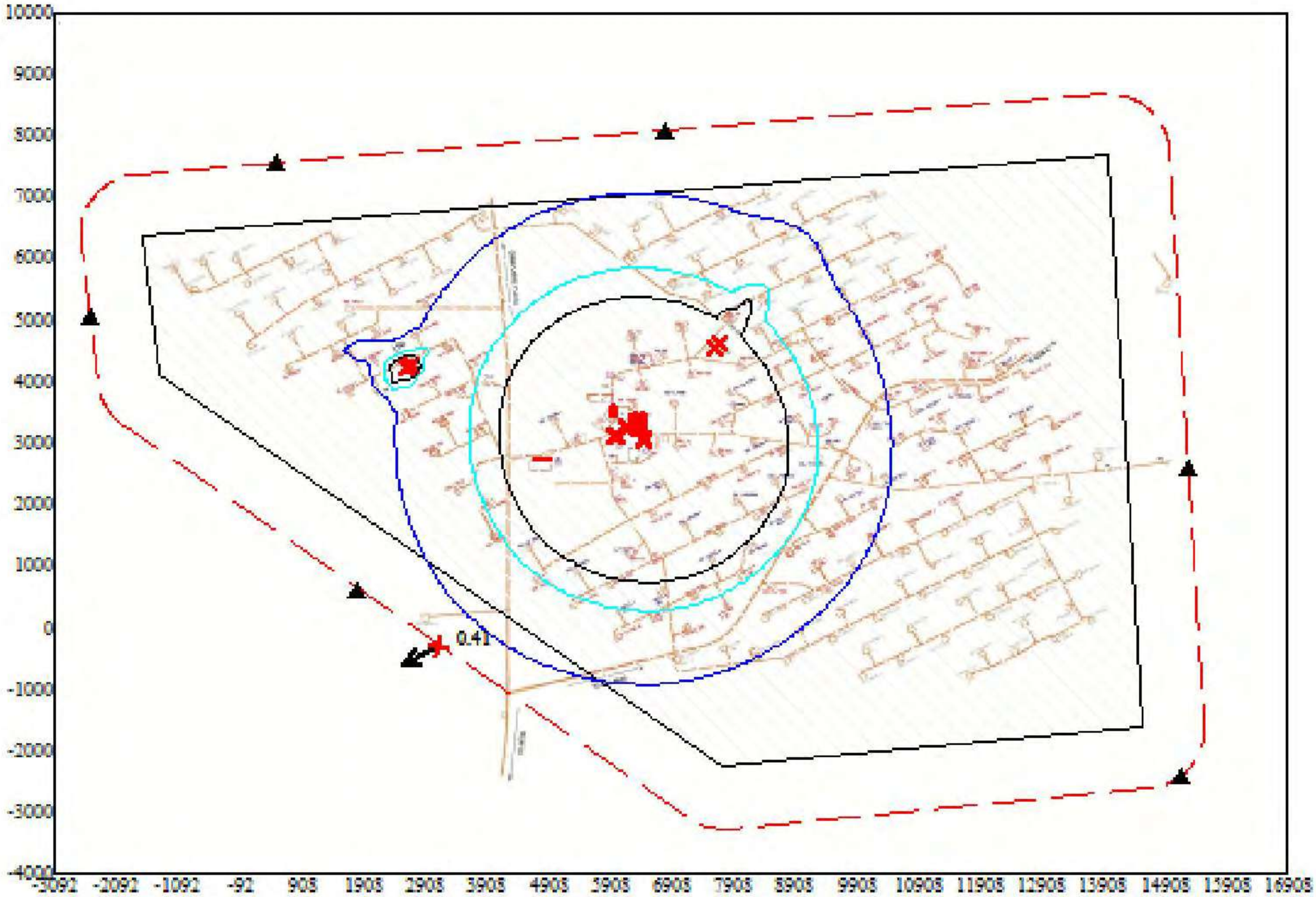
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, групп
Расчётные точки
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1834095 ПДК достигается в точке x= 6408 y= 3250
При опасном направлении 313° и опасной скорости ветра 0.84 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0301 Азота диоксид



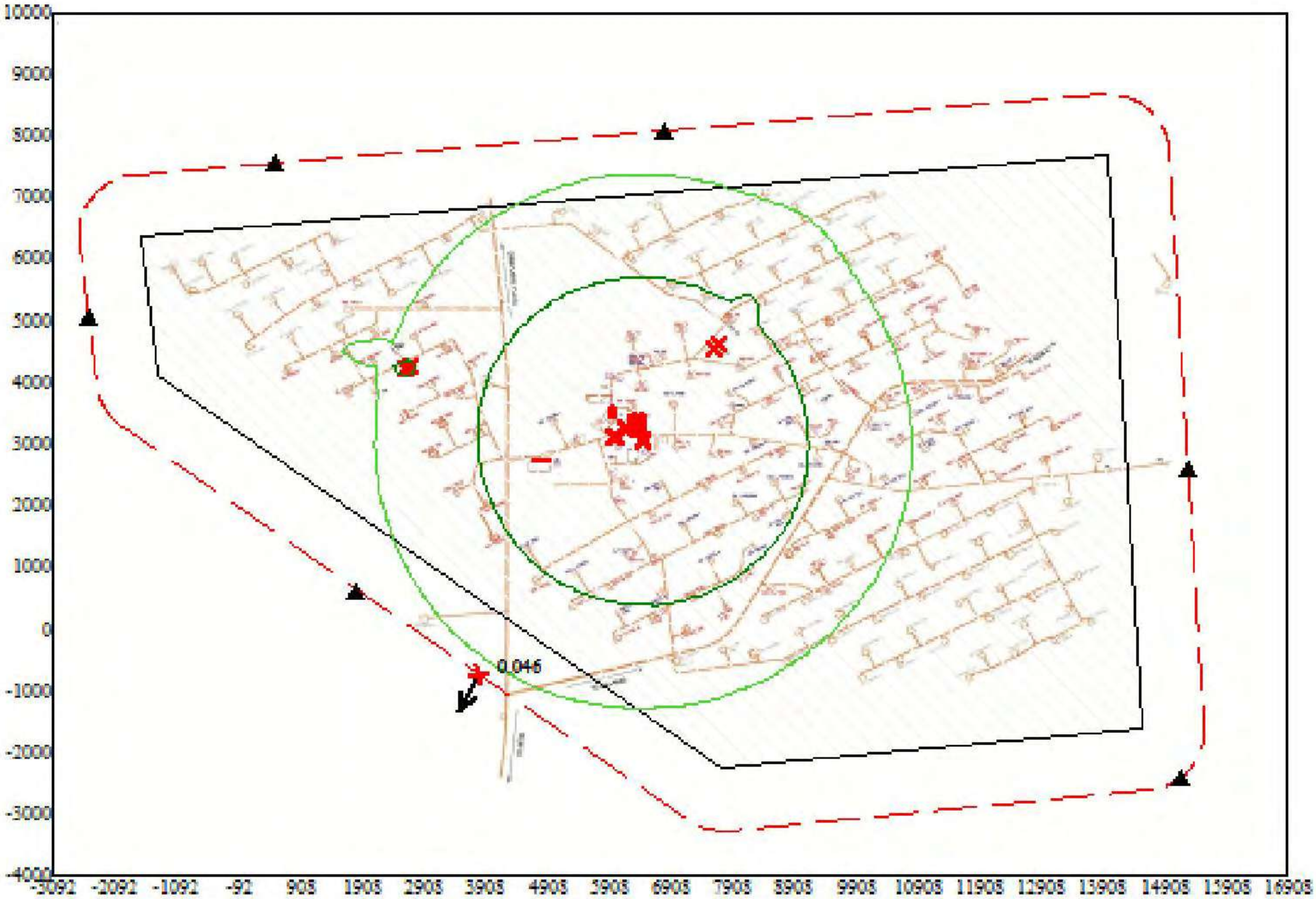
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 4.1938987 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 129° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0304 Азота оксид



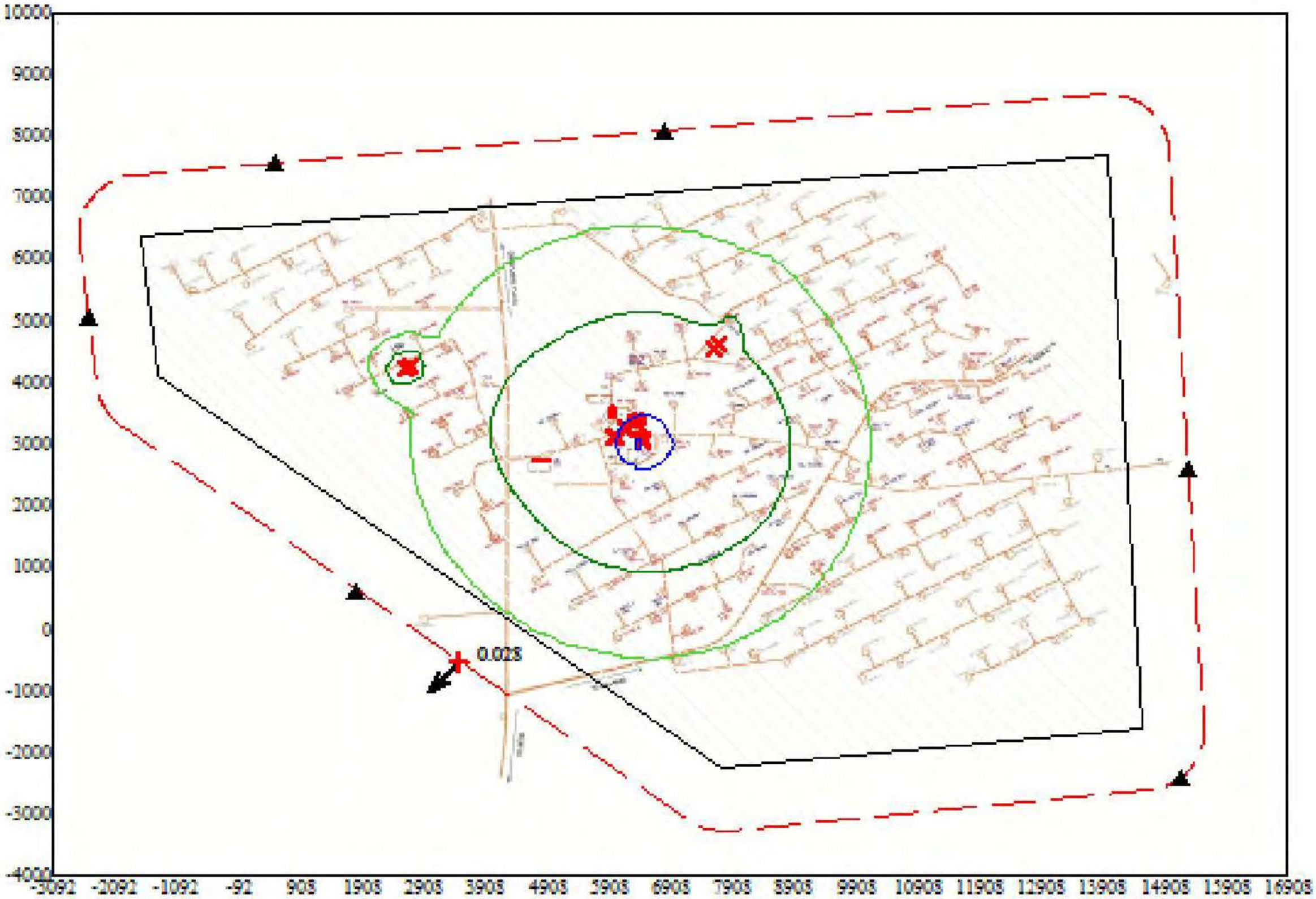
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4618061 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 129° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0328 Сажа



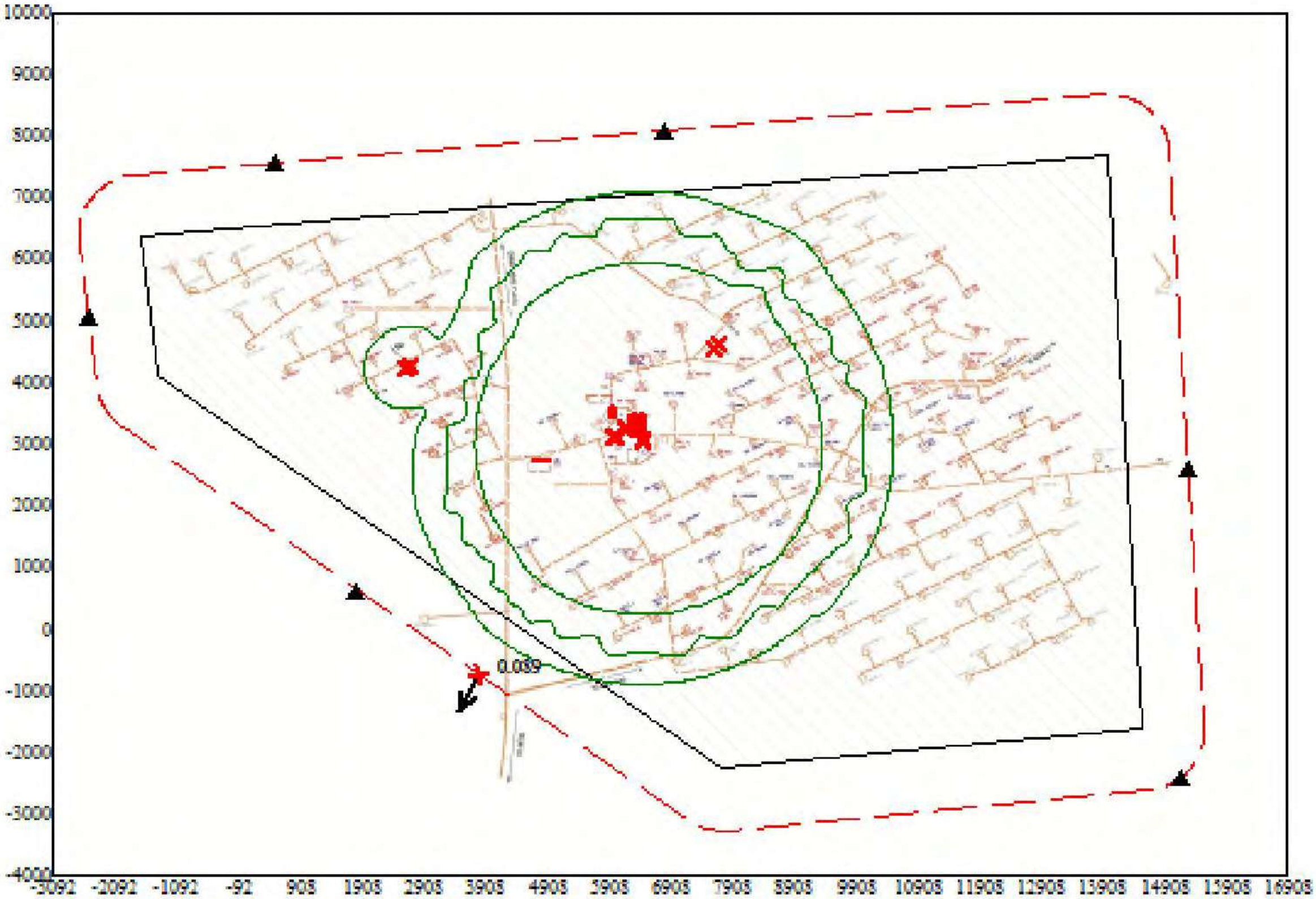
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК
0.10 ПДК
0.50 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.7200608 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 3000
При опасном направлении 283° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид



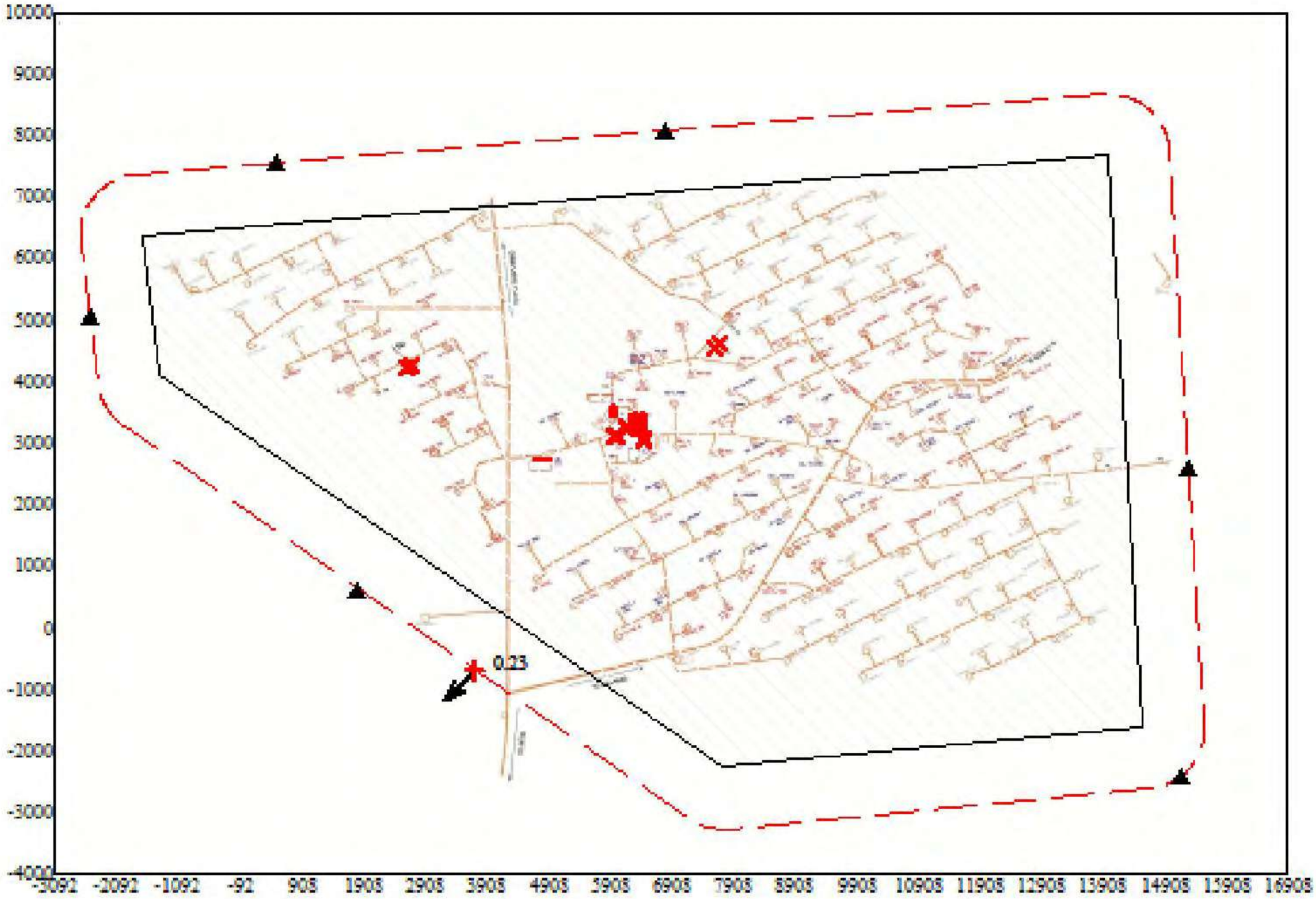
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4183007 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид



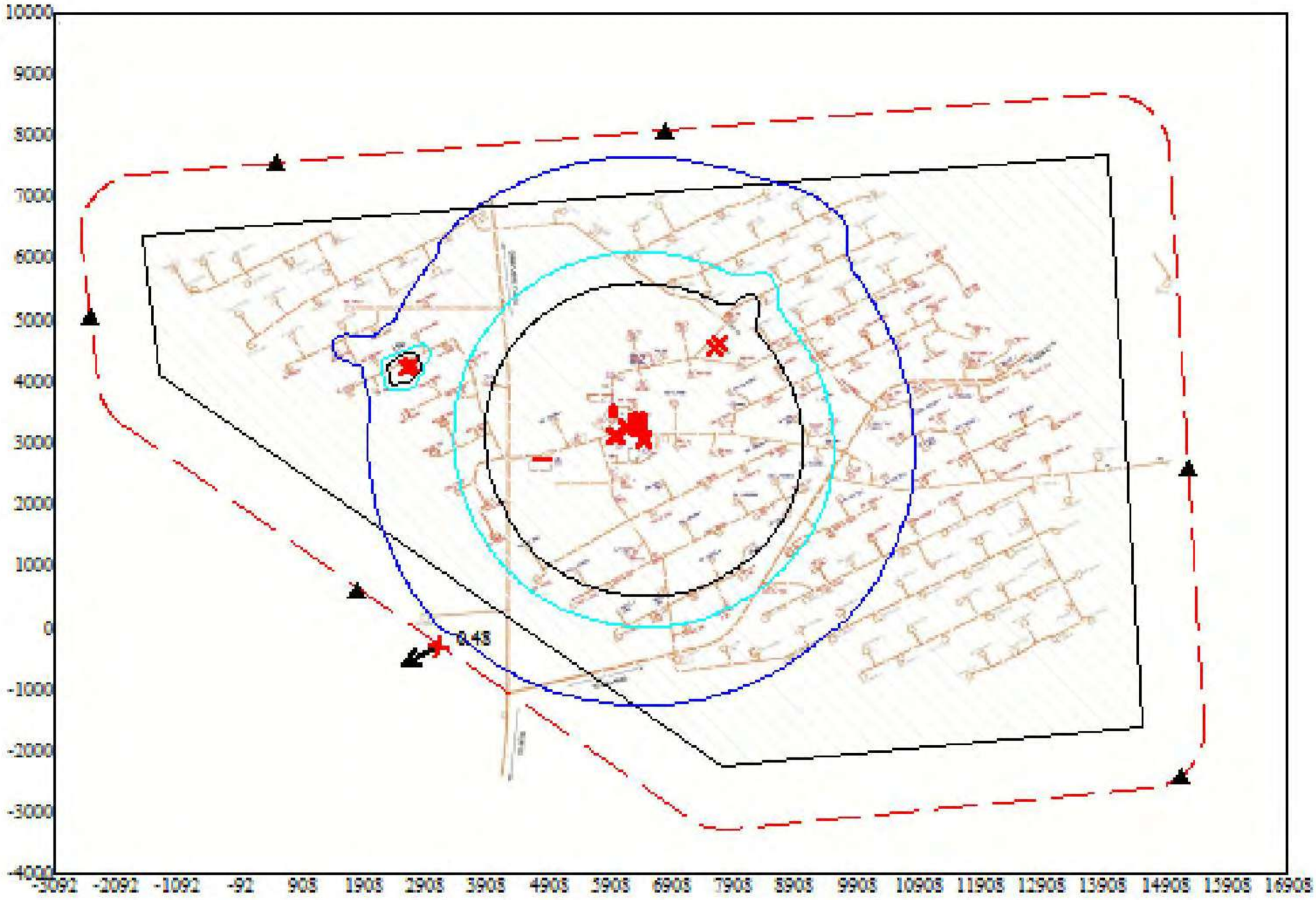
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.3079002 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6007 0301+0330



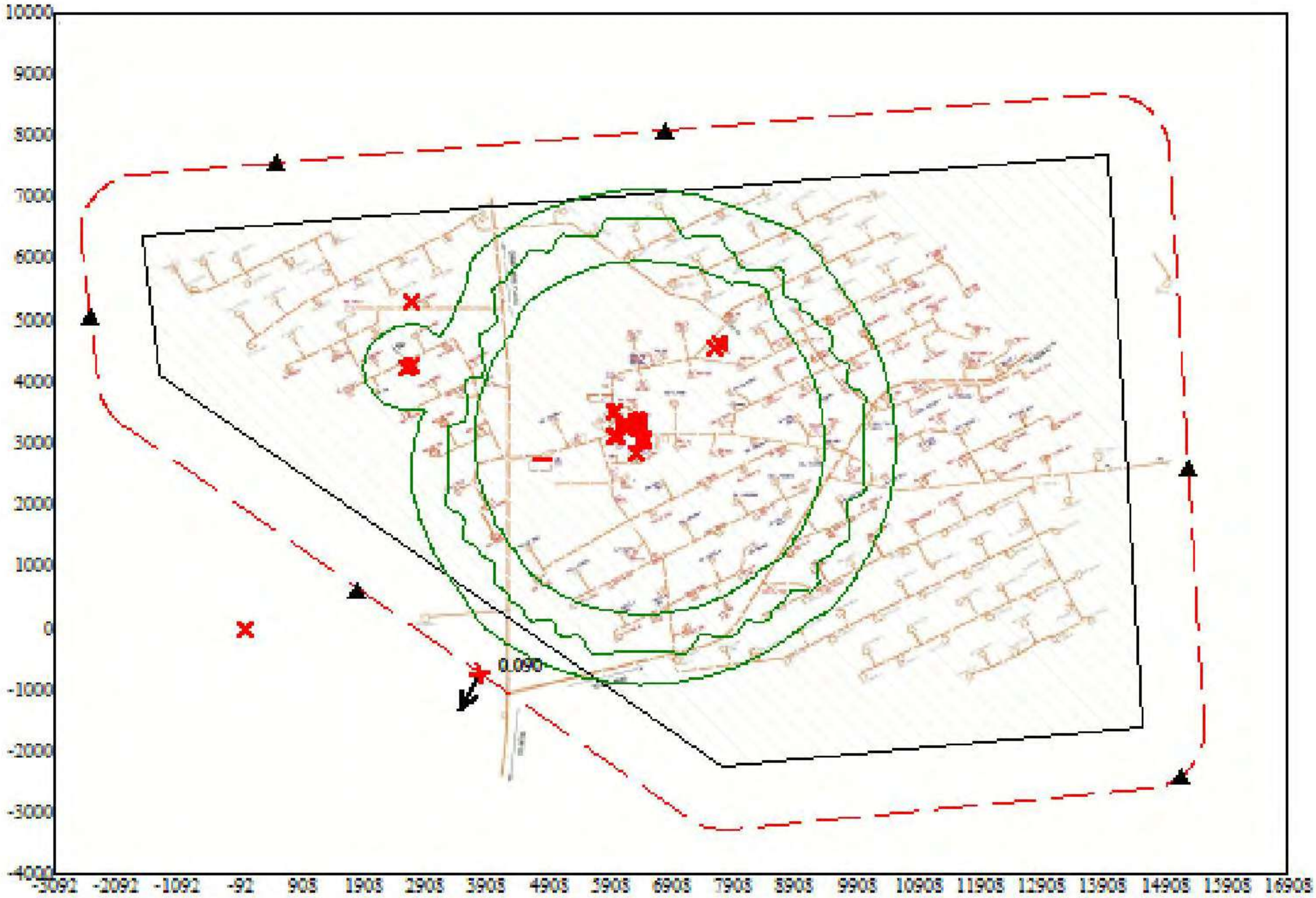
0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.50 ПДК
0.80 ПДК
1.0 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 4.5386763 ПДК достигается в точке x= 5908 y= 3500
При опасном направлении 129° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

Город : 047 РК, Мангистауская область
Объект : 0004 РР_2023г_зима_контроль на точках. Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
6044 0330+0333



0 1125 3375м.
Масштаб 1:112500

Изолинии в долях ПДК
0.10 ПДК

Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа
Расчётные точки
Расчётные точки, группа N 90
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4288847 ПДК достигается в точке x= 6658 y= 2750
При опасном направлении 330° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20000 м, высота 14000 м,
шаг расчетной сетки 250 м, количество расчетных точек 81*57
Расчёт на существующее положение

ПРИЛОЖЕНИЕ 16

Разрешение на специальное водопользование № KZ94VTE00067370 от 14.06.2021 г. (забор поверхностных вод (Каспийское море) для закачки в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, для использования воды на улучшение работы насосов, для обработки скважин, для капитального ремонта скважин, для заполнения трубопроводов во время полной остановки месторождения (Тупкараганский район, Мангистауская область))

и Разрешение на специальное водопользование № KZ15VTE00067531 от 16.06.2021 г. (сброс воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления)

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

"Қазақстан Республикасы Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Су ресурстары комитетінің Су ресурстарын пайдалануды реттеу және қорғау жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік инспекциясы" республикалық мемлекеттік мекемесі

Атырау Қ.Ә., көшесі Абай, № 10А үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Атырау Г.А., улица Абай, дом № 10А

Номер: KZ94VTE00067370

Серия: Кас.море (поверхностный)

Вторая категория разрешений

Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: забор и (или) использование поверхностных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Кодекса..

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: для производственных нужд - для закачки в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, для использования воды на улучшение работы насосов, для обработки скважин, для капитального ремонта скважин, для заполнения трубопроводов во время полной остановки месторождения (Тупкараганский район, Мангистауская область).

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: ТОТАЛЬ Е ЭНД П ДУНГА ГМБХ, 170650027962, 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 9 А МКР, дом № 4, 6 ЭТАЖ

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 14.06.2021 г.

Срок действия разрешения: 18.05.2026 г.

И.о. руководителя Калмаганбетова Ляззат Амангалиевна

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

Приложение к разрешению на специальное водопользование №KZ94VTE00067370 Серия Кас.море (поверхностный) от 14.06.2021 года

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):

Вид специального водопользования забор и (или) использование поверхностных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Кодекса.

Расчетные объемы водопотребления 2022г.-579,799тыс.м3;2023г.- 831,141т.м3;2024г.-991,321т.м3;2025г.-987,213т.м3;2026г.-374,666тыс.м3;

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
1	Каспийское море на 2022 год	море – 10	-	-	-	-	-	-	-	МР	-	579,799 тыс.м3
2	Каспийское море на 2023 год	море – 10	-	-	-	-	-	-	-	МР	-	831,141 тыс.м3
3	Каспийское море на 2024 год	море – 10	-	-	-	-	-	-	-	МР	-	991,321 тыс.м3
4	Каспийское море на 2025 год	море – 10	-	-	-	-	-	-	-	МР	-	987,213 тыс.м3
5	Каспийское море на 2026 год	море – 10	-	-	-	-	-	-	-	МР	-	374,666 тыс.м3

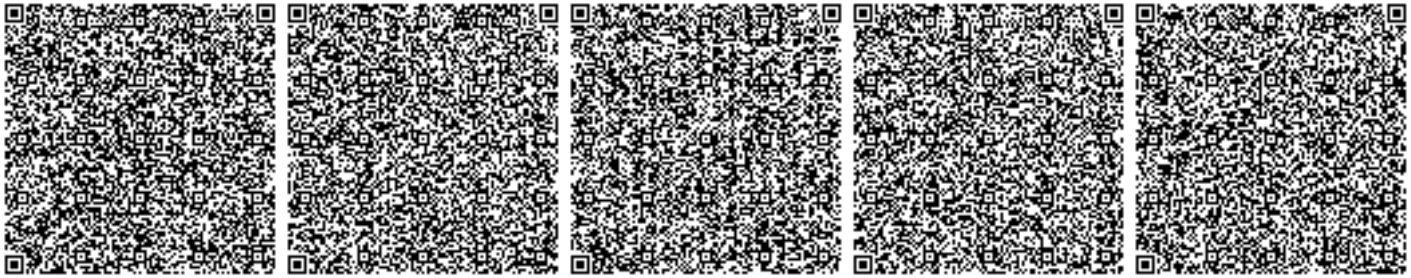
Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Расчетные объемы годового водозабора по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**
49,259	44,304	49,149	47,593	50,149	47,623	49,029	49,149	47,623	49,179	47,593	49,149	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	579,799 тыс.м3
70,614	63,609	70,444	68,206	71,444	68,316	70,384	70,444	68,316	70,554	68,286	70,524	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	831,141 тыс.м3
83,972	78,347	83,862	81,195	84,862	81,305	83,742	83,862	81,225	83,892	81,195	83,862	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	991,321 тыс.м3
83,892	75,659	83,722	81,055	84,722	81,165	83,662	83,722	81,085	83,752	81,055	83,722	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	987,213 тыс.м3
84,142	75,909	83,972	81,305	49,338	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	374,666 тыс.м3

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Расчетные объемы водоотведения

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Водохозяйственный участок	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
						1	2	3	4	5			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1	-	море – 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

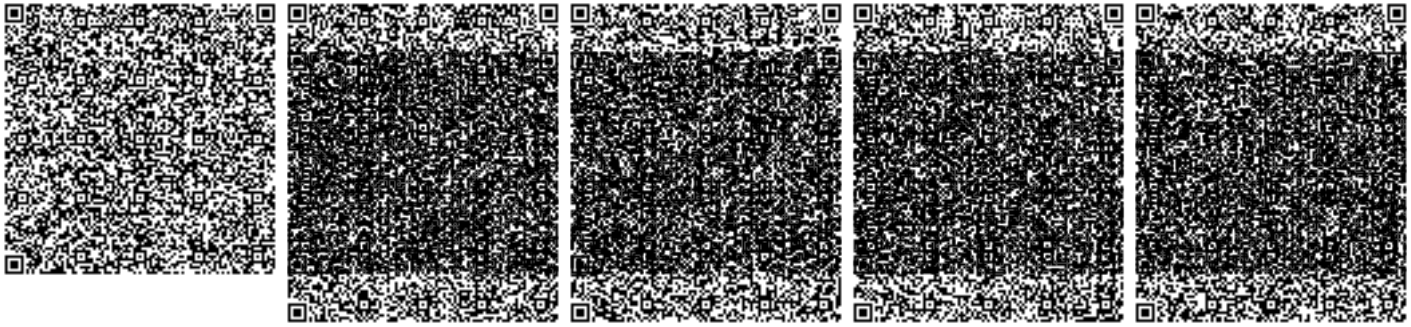


Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Расчетный годовой объем водоотведения по месяцам												Загрязненные		Нормативно-чистые (без очистки)	Нормативно -очищенные
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Без очистки	Недостаточно очищенных		
15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**
-	--	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	--	-	-

2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта в соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан - выполнять все требования ст.72 Водного кодекс РК; – рационально использовать водные ресурсы, принимать меры к сокращению потерь воды; - бережно относиться к водному объекту и водохозяйственным сооружениям, не допускать нанесения им вреда и принимать меры по внедрению водосберегающих технологии; - содержать в исправном состоянии водохозяйственные сооружения и технические устройства, влияющие на состояние вод, улучшать их эксплуатационные качества; -обеспечивать безопасность физических лиц на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - в соответствии ст.74 Водного кодекса РК, Жайык-Каспийская БВИ оставляет право ограничения использования выделенного в пределах настоящего разрешения лимита на водопользование; - на головном водозаборе регулярно вести учет потребляемой воды водоучетными приборам заполнением журнала приложение №1 к Правилам первичного учета вод, утвержденный приказом Министра сельского хозяйство РК от 30.03.2015 года №19/1-274; - ежеквартально в срок до 10 числа первого месяца следующего за отчетным кварталом предоставить в Жайык-Каспийской БВИ по адресу: г.Атырау, ул .Абая 10А, тел:8(7122)326909 сведения, полученные в результате первичного учета вод (ПУВ), согласно приложения 4 к ПУВ, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015г. №19-1/274; -ежегодно до 10 января представлять годовой отчёт по форме 2ТП (водхоз в Жайык-Каспийской БВИ по ардесу: г.Атырау, ул.Абая 10А, тел:8(7122) 326909; - при несоблюдении водопользователем условий и требовании, установленных водным законодательством РК, право специального водопользования прекращается путём отзыва разрешения на специальное водопользование; - в соответствии статьи 566 - 572 Налогового Кодекса внести в бюджет плату за пользование поверхностными водными ресурсами; - ежеквартально до 15 числа второго месяца следующего квартала согласовать в Жайык-Каспийской БВИ по ардесу: г.Атырау, ул.Абая 10А, тел:8(7122) 326909 отчет по форме 860.00 и 860.01; -своевременно осуществлять платежи за водопользование; -ведение наблюдений и контроля за качеством используемых вод возлагается на водопользователей. Примечание: плата за пользование поверхностными водными ресурсами осуществляется по ставкам, устанавливаемым местными исполнительными органами (по месту водопользования) и возможно их изменение;

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования -



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі

"Қазақстан Республикасы Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі Су ресурстары комитетінің Су ресурстарын пайдалануды реттеу және қорғау жөніндегі Жайық-Каспий бассейндік инспекциясы" республикалық мемлекеттік мекемесі

Атырау Қ.Ә., көшесі Абай, № 10А үй

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Атырау Г.А., улица Абай, дом № 10А

Номер: KZ15VTE00067531

Серия: Кас.море (сброс)

Вторая категория разрешений

Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: сброс подземных вод (шахтных, карьерных, рудничных), попутно забранных при разведке и (или) добыче твердых полезных ископаемых, промышленных, хозяйственно-бытовых, дренажных, сточных и других вод в поверхностные водные объекты, недра, водохозяйственные сооружения или рельеф местности;.

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: сброс воды в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: ТОТАЛЬ Е ЭНД П ДУНГА ГМБХ, 170650027962, 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 9 А МКР, дом № 4, 6 ЭТАЖ

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 16.06.2021 г.

Срок действия разрешения: 18.05.2026 г.

И.о. руководителя Калмаганбетова Ляззат Амангалиевна

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжа

Приложение к разрешению на специальное водопользование №KZ15VTE00067531 Серия Кас.море (сброс) от 16.06.2021 года

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):

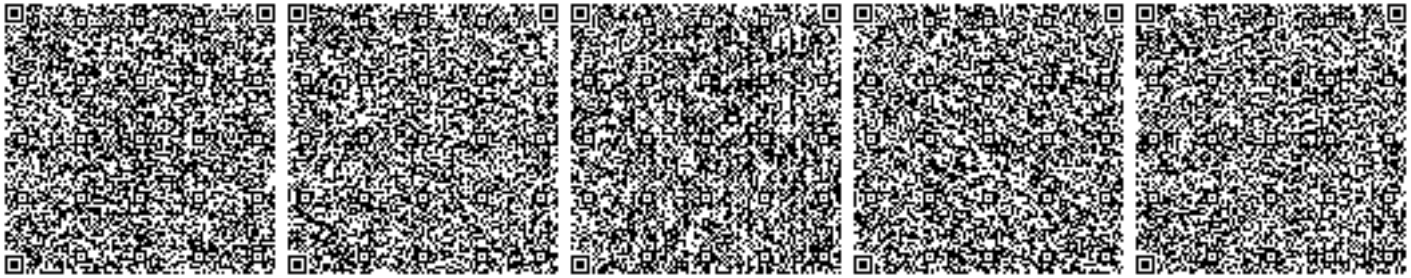
Вид специального водопользования сброс подземных вод (шахтных, карьерных, рудничных), попутно забранных при разведке и (или) добыче твердых полезных ископаемых, промышленных, хозяйственно-бытовых, дренажных, сточных и других вод в поверхностные водные объекты, недра, водохозяйственные сооружения или рельеф местности;

Расчетные объемы водопотребления 2022г.-1379484м3;2023г.-1798718м3;2024г.-1970805м3;2025г.-2018998м3;2026г.- 795030м3;

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря -реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**
1	-	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Расчетные объемы годового водозабора по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПП – Поддержание пластового давления	-



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Расчетные объемы водоотведения

№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Водохозяйственный участок	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
						1	2	3	4	5			
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1	МПВ Дунга, нагнетательные скважины на 2026 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	795,030 тыс.м3
2	МПВ Дунга, нагнетательные скважины на 2023 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	1798,718 тыс.м3
3	МПВ Дунга, нагнетательные скважины на 2022 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	--	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	1379,484 тыс.м3
4	МПВ Дунга, нагнетательные скважины на 2025 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	2018,998 тыс.м3
5	МПВ Дунга, нагнетательные скважины на 2024 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	1970,805 тыс.м3

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

Расчетный годовой объем водоотведения по месяцам												Загрязненные		Нормативно-чистые (без очистки)	Нормативно -очищенные
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Без очистки	Недостаточно очищенных		
15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**
178,729	161,907	179,629	174,122	100,643	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	795,030 тыс.м3
154,922	139,088	153,822	148,144	145,122	148,044	153,222	153,022	148,444	153,422	148,344	153,122	-	-	-	1798,718 тыс.м3
112,129	105,045	117,129	112,434	102,829	110,334	113,329	128,291	111,434	123,929	126,034	132,029	-	-	-	1379,484 тыс.м3
170,029	154,107	170,929	165,722	163,429	166,522	172,329	172,629	167,422	173,429	168,222	174,229	-	-	-	2018,998 тыс.м3
166,629	155,514	167,029	161,622	159,329	161,622	167,029	167,629	162,722	168,629	163,622	169,429	-	-	-	1970,805 тыс.м3

2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта в соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан - выполнять требования ст.72 и ст.89 Водного кодекса РК; - бережно относиться к водным объектам и водохозяйственным сооружениям, не допускать нанесения им вреда; - соблюдать установленные лимиты, разрешенные объемы и режим водопользования; - не допускать нарушения прав и интересов других водопользователей и природопользователей; - соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - выполнять в установленные сроки в полном объеме условия водопользования, определенные разрешением на специальное водопользование, а также предписания контролирующих органов; - не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных вод и подземных вод; -не допускать сброса вредных веществ, превышающих установленные нормативы; - обеспечивать соблюдать установленного режима хозяйственной и иной деятельности на территории водоохранных зон водных объектов; -соблюдать требования, установленные законодательством Республики Казахстан о гражданской защите, на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - обеспечивать безопасность физических лиц на водных объектах и водохозяйственных сооружениях; - немедленно сообщать в территориальные органы уполномоченного органа в области чрезвычайных ситуаций и местные исполнительные органы Мангистауской области обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам; - выполнять другие обязанности, предусмотренные законами РК в области использования и охраны водного фонда, водоснабжения и водоотведения; - ежедневно вести учет сброса сточной воды водоучётными приборами с заполнением Журнала учета водоотведения по формам согласно приложениям, 1,3 к правилам первичного учета вод (ПУВ) утвержденного приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30 марта 2015года №19-1/274, - ежеквартально в срок до 10 числа первого месяца следующего за отчётным кварталом предоставлять в Каспийскую бассейновую инспекцию по адресу г.Атырау, ул.Абая 10А, тел: 8 (7122) 326909; сведения, полученные в результате первичного учета вод (ПУВ) согласно приложения №1 ПУВ, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015г. №19-1/274, ежегодно до 10 января представлять годовой отчет по форме 2ТП (водхоз) в РГУ «Каспийская БВИ по ардесу: г.Атырау, ул.Абая 10А, тел:8(7122) 326909; - своевременно представлять в государственные органы достоверную и полную информацию об использовании водного объекта по форме, установленной законодательством Республики Казахстан; - принимать меры по недопущению водопользователем условий и требовании, установленных водным законодательством РК; - прекращение специального водопользования производится путем отзыва разрешения на специальное водопользование;

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования -

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қолтаңба» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.el

ПРИЛОЖЕНИЕ 17

Министерство энергетики Республики Казахстан Заключение Государственной Экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан №22/4 от 27.01.2022 г.

Министерство энергетики Республики Казахстан
Заключение Государственной Экспертизы
базовых проектных документов и анализов разработки
Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан

г. Нур-Султан **22/4** **27 января 2022 года**

Председательствовали:

Хасенов А. Г.	Председатель Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (председательствующий)
Арымбек К. Б.	Заместитель председателя Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Еламанов Б.Д., Утегалиев С.А., Исказиев К.О., Кулбатыров К.А., Бакенов Р.Б., Мусаев Д.Ж., Мадижан А.Т., Мунара А., Джамикешов А.М., Куандыков Б.М., Рзиева З.А., Крамбаев А.У., Курманбаев Т.Н., Жалдаев Н.К., Туткышбаев К.С., Тналиев М.М., Абилхаиров Д.Т., Исаев М., Шакуликова Г.Т., Рабай Я., Климов П.В., Султанов О.М., Сражадинова А.С.
Принимали участие посредством видео-конференции	Хасанов Б.К., Абытов Ф.Х., Иманбаев Б.А.
Отсутствовали	Жахметова Ж.З., Байтереков Д.С., Герштанский О.С., Бабашева М.Н., Сергазиев С.Н.

Наименование компании: Филиал компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ»
Дата, номер и срок действия контракта: Лицензия на право пользования недрами в Республике Казахстан выдана Правительством Республики Казахстан от 29.11.1996 г. Серия МГ №966 «Оман Ойл Компани Лимитед» для добычи углеводородного сырья на месторождении Дунга, расположенном в Тупкараганском районе Мангистауской области, срок действия истекает 2039 г.
Наименование документа: «Анализ разработки месторождения Дунга» по состоянию на 01.01.2021г.
Автор документа: «АО «НИПИнефтегаз»
Независимый эксперт: Калмуратов Н.Э., Кулумбетов Г.Е., Сакауов Б.К.

Текущее состояние:

Нефтегазовое месторождение Дунга открыто в 1968 г.

Пробная эксплуатация месторождения Дунга начата с 2000 г. В промышленную разработку месторождение Дунга вступило в 2007 г.

В 2013 г. составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Дунга по состоянию 02.01.2013 г.» и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №1362-13/У от 11.12.2013 г.).

В 2013 г. составлена «Уточненная технологическая схема (УТС) разработки месторождения Дунга» на 01.01.2013 г. (протокол КГиН МИНТ РК №22-04-326-И от 14.05.2014 г.), на основании которой в настоящее время ведётся промышленная разработка месторождения.

В 2014 г. по залежам, выделенным в нижней части альбского яруса, выполнен Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа (Протокол ГКЗ РК №1471-14-П от 20.10.2014 г.).

В 2015 г. согласно «Проекта пробной эксплуатации залежи №1 (Сазды) в нижней части альбского яруса в пределах месторождения Дунга» (КГиН МИНТ РК №27-5-1728-И от 07.08.2015 г.) начата пробная эксплуатация нефтяной залежи альбского горизонта.

В 2018 г. выполнен «Перевод запасов нефти и растворённого газа аптской залежи по состоянию на 02.01.2017 г.» (Протокол ГКЗ РК №1901-18-У от 15.02.2018 г.).

По состоянию на 01.07.2017 г. выполнен «Подсчёт запасов нефти и растворенного газа в нижней части альбского яруса месторождения Дунга» (Протокол ГКЗ РК № 1929-18-У от 22.05.2018 г.). В целом по альбской залежи геологические/извлекаемые запасы нефти, оценённые и принятые на государственный баланс по категории C_1 составили – 2197/ 417 тыс.т., по категории C_2 – 5812/1736 тыс.т.

В 2019 году утвержден «Проект разработки месторождения Дунга» (Протокол КГиН МИНТ РК №12/10 от 01.08.2019 г.).

По состоянию на 01.01.2021г. пробуренный фонд месторождения Дунга составил 204 скважины. В эксплуатационном фонде добывающих скважин находятся 159 ед., из которых 93 находятся в действующем фонде, 58 ед. в освоении и обустройстве, 8 – в бездействии.

В нагнетательном фонде числится 41 скважина, из них 39 водонагнетательных и 1 – газонагнетательная, 1 водонагнет. – в бездействии.

Фонд ликвидированных скважин составил 3 ед. В консервации – 1 ед.

Накопленная добыча нефти по месторождению Дунга на 01.01.2021 г. составила 6170,9 тыс.т., добыча жидкости – 10373,0 тыс.т, газа – 301,4 млн.м^3.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти – 25,3 %. Текущий КИН составляет 0,068 д.ед., при утвержденном – 0,267 д.ед.

Принципиальные положения рассматриваемого проектного документа:

В рамках настоящего Анализа рассмотрено 2 варианта разработки:

I вариант – <u>базовый</u>, разработка I, III и VI, согласно ПР, пересчитанный с учетом накопленных отборов, остальные 3 объекта – без изменения, т.к. в разработке не участвуют. Ввод в промышленную разработку данных объектов предусмотрен с 2031 г.

II вариант – <u>уточненный</u>, с учетом текущего состояния разработки на 01.01.2021 г. и планов Недропользователя.

Предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию 27 нефтяных добывающих скважин в 2026-2028 гг. с проектной глубиной 1700 на I – основной объект разработки (аптский горизонт).

Ввод в эксплуатацию 53-х добывающих скважин I – основного объекта из освоения и обустройства (2021-2022 гг.).

Бурение 15 нефтяных скважин с проектной глубиной 2300 м на V – объект разработки (Ю-IБ горизонт) с 2031 г.

Бурение 5 газовых скважин с проектной глубиной 2200 м на IV – объект разработки (Ю-IА горизонт) с 2035 г.

<u>Независимый эксперт</u> **<u>Калмуратов Н.Э.:</u>**

отметил, что в ГДМ полностью отсутствует закачка ШФЛУ;

отметил, что в следующем проектном документе эффект от закачки ШФЛУ необходимо представить фактическими данными пластового давления, расчетами технологических показателей в ГДМ;

отметил, что текущая ГДМ может быть принять до 2023 года в период Анализа разработки, также для долгосрочных прогнозов рекомендуется доработать модель с обновленными результатами исследований скважин и изучениями закачки ШФЛУ;

отметил, что необходимо дополнить раздел с описанием ГДМ;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан с учетом уточненных технологических показателей разработки на период 2021-2023 гг.

Независимый эксперт **Кулумбетов Г.Е.:**

отметил, что в отчетном периоде новые скважины не бурились, поэтому из запланированных из освоения и обустройства 11 ед. ввели только 8 добывающих скважин I объекта, при этом из-за отсутствия новых данных представление о геологическом строении месторождения не изменилось;

отметил, что по причине отставания фактического фонда добывающих скважин в 2020 году объемы добычи нефти и газа ниже;

рекомендует провести гидродинамические исследования для уточнения ФЕС методом МУО, КВД, КПД и МУЗ по контролю состояния залежи в новых добывающих скважинах I объекта (8 ед.) введенных в эксплуатацию в 2020 г.;

рекомендует дополнительно исследовать флюид в пластовых и поверхностных условиях;

рекомендует выполнить в полном объеме комплекс исследовательских работ и обеспечить контроль за процессом разработки по проектному документу;

рекомендует доизучить залежь категории запасов C_2 с целью перевода в более высокие промышленные категории аптской залежи;

отметил, что проект соответствует требованиям «Методических указаний по проведению анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений»;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

Независимый эксперт **Сакауов Б.К.:**

отметил, что в проекте отсутствует объяснения и обоснования колебаний водонефтяных контактов залежи более чем на 3-4 м.;

отметил, что плотность сетки скважин не соответствует проектной, ввиду не полной реализации проектных решений по вводу скважин;

отметил, что по переводу запасов нефти и газа категории C_2 в C_1 отсутствует конкретика, рекомендуется разработать и продолжать мероприятия по изучению (отбор, виды исследования керна, проб флюидов, проведение ГДИС и ГИС и т.д.);

рекомендует провести обоснования по V-му объекту добычу газа отдельно (нефтяной газ и газ газовой шапки);

рекомендует разработать план мероприятий, направленный на обеспечение требований к закачиваемой воде и принять меры, так как наблюдается превышение содержания сероводорода, нефти и механических примесей;

рекомендует по I-му эксплуатационному объекту принять меры по недопущению снижения пластового давления;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан на 2021-2023 гг.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

отметила, что указанные в отчете значения газового фактора необоснованно завышены;

отметила, что система поддержания пластового давления не достаточно эффективна, в том числе от закачки ШФЛУ;

отметила, что в составе закачиваемой воды присутствует сероводород. В отчете не представлены меры по очистке закачиваемой воды, а также риски связанные с этим; рекомендует провести глубокий анализ по эффективности закачки ШФЛУ в пласт, и при составлении последующего проектного документа привести результаты анализа и дать окончательную оценку по использованию ШФЛУ; рекомендует в полной мере осуществить реализацию проектных решений по вводу скважин; рекомендует провести мероприятия по доразведке, согласно выданным рекомендациям проектного института и Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан; рекомендует в 1 полугодии 2022 года провести работу с Компетентным органом по принятию решения в отношении целесообразности закачки ШФЛУ для поддержания пластового давления; рекомендует принять технологические показатели разработки месторождения Дунга с 2022 года до 31.12.2023г.
Заключение: Государственная экспертиза базовых проектных документов и анализов разработки с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан **согласовывает** «Анализ разработки месторождения Дунга» по состоянию на 01.01.2021г. с утверждением технологических показателей месторождения Дунга по II варианту разработки с 2022 года до 31.12.2023г.

Председатель Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан **А. Хасенов**

Секретарь Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан **Б. Зкрия**

ПРИЛОЖЕНИЕ 18

Контракт №8500010085 от 07.06.2022 г. с ТОО ОАЗИС МАНГИСТАУ на разработку проекта озеленения СЗЗ месторождения Дунга

Service order / Заказ на услуги

Contractor / Подрядчик	Service Order No./ Заказ на услуги №
OAZIS MANGISTAU LLP MICRODISTRICT 28, H.25 OF.105 130000 AKTAU	**8500010085** Please refer to this No. in all invoices, letters, etc. Пожалуйста ссылайтесь на этот номер в письмах и т.д.
	Date / Дата **07.06.2022**
Contractor's contact person / Контактное лицо подрядчика Esterekov Kuanbek, Director	**Ordered by / Заказ сделан** Bakhyt Abulkhairov, +7 777 708 89 90

This service order covers / Данный заказ на услуги охватывает следующее

0.0 - General section

Total E&P Dunga GmbH, a company organised and existing under the laws of Germany and having its registered office at Jean-Monnet Street 2, 10557, Berlin, Germany, represented by its Branch Office registered in Aktau, Kazakhstan, in the person of Mr.Trevor Runge, Managing Director (hereinafter referred to as the Company) on the one part, and OAZIS MANGISTAU LLP a company registered in Kazakhstan, represented by Esterekov Kuanbek, Director, (here in after referred to as the Contractor) on the other part, hereby agree that whereas the Company wishes to receive the Service detailed in 1.0 - Description of Service and 2.0 - Technical Specifications; and whereas Contractor wishes and agrees to provide such Service in consideration for the price and rates specified and 4.0 - Terms of Payment: now therefore in consideration of the mutual agreement hereinafter provided, the Company and the Contractor agree as follows:

0.0 - Общий раздел

Настоящий контракт заключен между компанией 'Тоталь Е энд П Дунга Гм6Х" (в дальнейшем "Компания'), организованной в соответствии с законодательством Германии и имеющей зарегистрированный офис по адресу ул.Джана-Моннет 2, 10557, Берлин, Германия, представленной Филиалом, зарегистрированным в г. Актау, Казахстан, в лице Управляющего директора г-на Тревор Рунг, с одной стороны, и ТОО ОАЗИС МАНГИСТАУ, зарегистрированным в Казахстане, в лице директора Естерекова Куанбека (в дальнейшем "Подрядчик"), с другой стороны. Компания и Подрядчик настоящим согласились, что поскольку Компания желает получить Услуги, описанные в пунктах 1.0 - Описание Услуг и 2.0 - Техническая спецификация, а Подрядчик желает и согласен предоставить подобные Услуги в соответствии с ценами и ставками, оговоренными в пункте 4.0 -Условия оплаты; и принимая во внимание взаимные соглашения и договоренности, Компания и Подрядчик договорились о следующем:

1.0 – Description of the Services/Works
1.0 – Описание услуг/работ

1.1. The Company shall assign and the Supplier shall deliver:
1.1. Компания поручает, а Поставщик обязуется поставить:

Item / Пункт	Qty. / Количество	Unit / ед-ца	Description / Наименование	
10	1	AU	HSE - Trees planting project	

The item covers the following services:

10	SAFETY AND ENVIRONMENTAL (R & D) SERVICE	

The Contractor shall provide services for Development of Sanitary Protection Zone Tree Planting Project in accordance with Exhibit A - Scope of Work which is integral part hereof.

Подрядчик оказывает услуги по Разработке Проекта озеленения санитарно-защитной зоны в соответствии с Приложением А - Объем работ. Приложение А - Объем работ является неотъемлемой частью настоящего Заказа на услуги.

2.0 - Technical Specifications
2.1 The Contractor shall have available all the documents required for the performance of the above mentioned work/ service.
2.2 The Contractor shall perform the work/service by its own forces and means.
2.3 The Contractor shall provide compliance with requirements of "Safety Rules" and other labor protection norms and standards.
2.4 The Contractor shall guarantee quality of work/service.

2.0 -Техническая спецификация
2.1 Подрядчик обязуется иметь в наличии все документы, необходимые для выполнения вышеуказанных работ/услуг.
2.2 Подрядчик выполняет работу/услуги своими силами и средствами.
2.3 При выполнении работ/услуг Подрядчик обязуется обеспечить соблюдение "Правил техники безопасности" и других норм и правил по охране труда.

2.4 Подрядчик гарантирует качество работы/услуг.

3.0 – Documentation to be supplied

The Contractor shall provide certificates of origin for the goods, works and services produced in Kazakhstan and used for the current Contract; The Contractor shall provide their own documented calculation of the Kazakh content of the goods, works and services according to Kazakhstan legislation. The Contractor is solely responsible for the corrections of the Kazakh content calculation.

If Contractor shall provide documentation to the Company as a result of the contract execution, it is mandatory to provide this documentation in Russian and English, with indication of the prevailing language. Translation and submission of documentation in Kazakh or any other language to be carried out by prior agreement of the Parties.

3.0 – Сопутствующая документация

Подрядчик предоставляет сертификаты происхождения товаров, услуг и работ, произведенных в Республике Казахстан и использованных для настоящего Контракта. Подрядчик предоставляет свою подтвержденную документами калькуляцию казахстанского содержания товаров, работ и услуг в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан. Подрядчик несет исключительную ответственность за достоверность представленной калькуляции казахстанского содержания.

Если в результате исполнения Контракта Подрядчик должен предоставить документацию Компании, то данная документация должна в обязательном порядке быть предоставлена на русском и английском языках с указанием превалирующего языка. Перевод и представление документации на казахском либо ином языке осуществляется по предварительному согласованию Сторон.

4.0 - Terms of payment

Company agrees to pay within 30 days after work/service completion upon receipt of correct invoice, signed act of acceptance of work by both Parties and reports stating the local Kazakhstan content of Goods, works/services.

The Company agrees to make payment to the Contractor for the provided services/work **in the currency of the Service Order not later than within 30 days from the date of issuance of tax invoice or main/corrected electronic invoice issuance in the Electronic Invoices Information System, upon receipt of the correct act of acceptance signed by both parties, invoice for payment in foreign currency (is applicable) and local content report.**
Invoices must be sent to Company's address:
Total E&P Dunga GmbH
Building 79/1, microdistrict 12, Aktau, 130000
Republic of Kazakhstan

Company's Service Order number must be stated in acts of acceptance and invoices from the Contractor.

The Company is an operator under Dunga PSA. **In accordance with articles 412 and 417 of the Tax Code, regulating rules of the invoices issuance**, the Supplier-VAT payer shall issue an Electronic invoice in the Electronic invoices information system and indicate the details and the amounts per each PSA partner with the following shares in the "Receiver" line:
1. "Total E&P Dunga GmbH" Branch in the Republic of Kazakhstan - BIN 000941000344 - 60% share - Operator
2. "Oman Oil Company Limited" Branch in Aktau - BIN 980241003732 - 20% share
3. "PTTEP (Kazakhstan) Corporation" Branch in the Republic of Kazakhstan - BIN 980541003773 - 20% share

Requirements for electronic invoice issuance:
• in section C - "Details of the receiver" - a mark shall be done in the cell G - "PSA participant or a deal concluded under PSA" - for each partner;

• in section J - the following information shall be filled in:
row 39. BIN - 000941000344
row 40. Trusted - Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан
row 41. Actual address - Казахстан, Мангистауская обл, г.Актау, Микрорайон 12, д.79/1
row 42.1 - PSA Number - "0" shall be indicated without any spaces.
row 42.2 - Date - «01.05.1994».

The Contractor shall provide 3 original acts of acceptance as per the number of PSA participants.
In addition, in the Service Order and invoice the Contractor shall indicate all applicable information for payment transfer as stated below:
-Bank Name: JSC BANK CENTER CREDIT
-Bank Sort Code: 856
-SWIFT: KCJBKZKX
-Account USD:
-Account KZT: KZ808560000007296445
-Benificiary Code:
-Tax/VAT registration number:
-BIN: 080340002813
-Other necessary information:

4.0 - Условия оплаты

Компания согласна заплатить Подрядчику в течение 30 дней после окончания работ/услуг, после получения отчетов об использовании казахстанских товаров, работ и услуг, и должным образом предоставленного счета-фактуры, а также подписанного с обеих сторон акта выполненных работ.

Компания согласна произвести оплату Подрядчику за оказанные работы/услуги в **валюте контракта не позднее 30 календарных дней с даты выписки счета-фактуры или электронной основной (исправленной) счет-фактуры в системе ИС ЭСФ после получения корректно оформленного акта выполненных работ, подписанного обеими сторонами , счета на оплату в иностранной валюте (если применимо) и отчета по казахстанскому содержанию.**
Счета должны быть отправлены на адрес Компании:
Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ
здание 79/1, микрорайон 12, г. Актау, 130000
Республика Казахстан

Номер Заказа на услуги должен быть указан в актах выполненных работ и счетах Подрядчика.

Компания является оператором по ДРП Дунга в соответствии с Договором о разделе продукции. **В соответствии со ст.412 и 417 Налогового Кодекса, регулирующих правила выписки счет-фактуры,** Поставщик-плательщик НДС выставляет Электронный счет-фактуру в Информационной Системе ЭСФ с указанием в графе "Получатель" реквизитов и сумм приобретения по каждому участнику ДРП со следующими долями участия:
1. Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан - БИН 000941000344 - 60% доля участия - Поверенный оператор
2. Филиал "Оман Ойл Компани Лимитед" в городе Актау - БИН 980241003732 - 20% доля участия
3. Филиал "ПТТЕП (Казахстан) Корпорэйшн" в Республике Казахстан - БИН 980541003773 - 20% доля участия

При оформлении ЭСФ:

• в разделе C - "Реквизиты получателя" в строке 20 "Категория получателя" - необходимо поставить галочку в ячейке G - "участник СРП или сделки, заключенной в рамках СРП" - по каждому партнеру;

• в разделе J - "Реквизиты поверенного (оператора) получателя " - необходимо заполнить следующую информацию:
стр.39. БИН - 000941000344
стр.40. Поверенный - Филиал "Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ" в Республике Казахстан
стр.41. Адрес местонахождения - Казахстан, Мангистауская обл, г.Актау, Микрорайон 12, д.79/1
стр.42.1 - Номер СРП - должно быть указано значение «0» без пробелов
стр.42.2 - Дата - значение «01.05.1994».

Подрядчик предоставляет Компании 3 оригинала актов выполненных работ согласно количеству участников ДРП.
Кроме того, в Заказе на услуге и в счете Подрядчик должен представить всю необходимую информацию для выполнения платежа как указано ниже:
-Банк: JSC BANK CENTER CREDIT
-Тип кода: 856
-SWIFT: KCJBKZKX
-Валютный счет:
-Расчетный счет (Тенге): KZ808560000007296445
-Код бенефициара:
-Tax/VAT registration number:
-БИН: 080340002813
-Другая дополнительная информация:

5.0 - Validity term

The present Service Order shall come into force from signing and shall be valid till 31 December 2022 inclusive.

5.0 - Срок действия

Настоящий Заказ на услуги вступает в силу с момента подписания и действует до 31 декабря 2022 года включительно.

6.0 - Legal addresses

Company's address
Legal: Building 79/1, microdistrict 12
Aktau 130000 Kazakhstan
Telephone: +7 (7232) 57-17-00
Bank details:
TRN: 061800099585
BIN: 000941000344
Bank: "CITIBANK Kazakhstan", Almaty
BIK: CITIKZKA
KZT account (IBAN): KZ1483201T0300370000
USD account (IBAN): KZ4183201D0300370007

6.0 - Юридические адреса

Адрес Компании:
Юридический: здание 79/1, микрорайон 12
г. Актау 130000 Казахстан

Телефон: +7 (7292) 57-17-00
Банковские реквизиты Компании:
РНН: 061800099585
БИН: 000941000344
Банк: АО «Ситибанк Казахстан, г. Алматы
БИК: CITIKZKA
Расчетный счет (тенге): KZ1483201T0300370000
Валютный счет: KZ4183201D0300370007

Terms / Условия поставки As per attached General Terms for Service Order, ref./ в соответствии с приложением "Общие условия для заказа на Услугу"	
For Contractor / За Подрядчика / Мердігер атынан	For Company / За Компанию / Компания атынан
Date / Дата Name & Signature / Ф.И.О. и Подпись 07.06.2024. Естереков	Date / Дата Name & Signature / Ф.И.О. и Подпись Talgat Ramazanov действующий/ая на основании доверенности от 10/12/2023

ПРИЛОЖЕНИЕ 19

Государственная лицензия №01375Р от 29.12.2010 г. ТОО «ENVIRS Consulting» на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана ТОО "ENVIRS CONSULTING" Г.АЛМАТЫ, ПР.РАЙЫМБЕКА, Д.348А

полное наименование, местонахождение, реквизиты юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество физического лица

на занятие **выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

наименование вида деятельности (действия) в соответствии

с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»

Особые условия действия лицензии **Лицензия действительна на территории Республики Казахстан**

в соответствии со статьей 4 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»

Орган, выдавший лицензию **МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК**

полное наименование органа лицензирования

Руководитель (уполномоченное лицо) **Бекеев А.Т.**

фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица)

органа, выдавшего лицензию

Дата выдачи лицензии «29» **декабря** 20 10 г.

Номер лицензии **01375Р** № 0042831

Город **Астана**

г. Алматы, БФ.

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

"ENVIRS CONSULTING" ЖШС АЛМАТЫ Қ-СЫ, РАЙЫМБЕК Д-ЛЫ, 348А ҮЙ

«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес

қоршаған ортаны қорғау саласындағы ж±мыстарды орындау мен қызметтер көрсетуге

қызмет түрінің (іс-әрекеттің) атауы

заңды тұлғаның толық атауы, орналасқан жері, деректемелері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен

берілді

Лицензияның қолданылуының айрықша жағдайлары
лицензия Қазақстан Республикасы аумағында жарамды

«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 4-бабына сәйкес

Лицензияны берген орган ҚР Қоршаған ортаны қорғау министрлігі

лицензиялау органының толық атауы

Басшы (уәкілетті адам) А.Т. Бекеев

лицензияны берген орган басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні

Лицензияның берілген күні 20 10 жылғы «29» желтоқсан

Лицензияның нөмірі 01375Р № 0042831

Астана қаласы

ПРИЛОЖЕНИЕ
К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01375Р №

Дата выдачи лицензии «29» декабря 20 10 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

природоохранное проектирование, нормирование

Филиалы, представительства
полное наименование, местонахождение, реквизиты

ТОО "ENVIRS CONSULTING" Г.АЛМАТЫ ПР.РАЙЫМБЕКА Д.348А

Производственная база
местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии
полное наименование, местонахождение, реквизиты

МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК

приложение к лицензии

Руководитель (уполномоченное лицо) **Бекеев А.Т.**
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии «29» декабря 20 10 г.

Номер приложения к лицензии № 0074652

Город **Астана**

г. Алматы, БФ.

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 01375Р №

Лицензияның берілген күні 20 10 жылғы « 29 » желтоқсан

Лицензияланатын қызмет түрінің құрамына кіретін жұмыстар мен қызметтердің лицензияланатын түрлерінің тізбесі

табиғат қорғау ісін жобалау, нормалау

Филиалдар, өкілдіктер
толық атауы, орналасқан жері, деректемелері

"ENVIRS CONSULTING" ЖШС АЛМАТЫ Қ-СЫ РАЙЫМБЕК Д-ЛЫ 348А ҮЙ

Өндірістік база
орналасқан жері

Лицензияға қосымшаны берген орган ҚР Қоршаған ортаны қорғау министрлігі
лицензияға қосымшаны берген

органның толық атауы

Басшы (уәкілетті адам) Бекеев А.Т.
лицензияға қосымшаны берген орган басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні

Лицензияға қосымшаның берілген күні 20 10 жылғы «29» желтоқсан

Лицензияға қосымшаның нөмірі № 0074652

Астана қаласы

ПРИЛОЖЕНИЕ 20

Протокол общественных слушаний (Ашық жиналыстар арқылы өткізілетін қоғамдық тындаулар хаттамасы) от 19.09.2022 г. (слушания были проведены 16.09.2022 г.)

Қоғамдық тыңдауларды
өткізу қағидаларына
4-қосымша

Ашық жиналыстар арқылы өткізілетін қоғамдық тыңдаулар хаттамасы

1. Аумағында қызмет жүзеге асырылатын немесе аумағына ықпал етілетін әкімшілік-аумақтық бірліктің (облыстың, республикалық маңызы бар қаланың, астананың) жергілікті атқарушы органының атауы:

«Маңғыстау облысының табиғи ресурстар және табиғат пайдалануды реттеу басқармасы» МК

2. Қоғамдық тыңдаулардың тақырыбы:

«Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» Филиалының «2023 жылға арналған Доңға кен орны объектілерінен атмосфералық ауаға ластаушы заттардың рұқсат етілген шығарындыларының нормативтері (РШН)» жобасы

(қаралатын жобалау материалдарының толық, нақты атауы)

3. Қоғамдық тыңдауларға шығарылатын материалдар жіберілген қоршаған ортаны қорғау саласындағы уәкілетті органның немесе облыстың, республикалық маңызы бар қалалардың, астананың жергілікті атқарушы органының атауы.

Қазақстан Республикасы экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі «Қоршаған ортаны қорғаудың ақпараттық-талдау орталығы» ШЖҚ РМК

4. Көзделіп отырған қызметтің орналасатын жері:

Дунга мұнай-газ кен орны Батыс Қазақстанда, Маңғыстау облысы Түпқараған ауданында, Ақтау қаласынан солтүстік-шығысқа қарай 52 км, Каспий теңізінен 7,5 км жерде орналасқан. Координаттары: 44° 3'45.87" солтүстік ендік, 51° 3'54.68" шығыс бойлық

(көзделіп отырған қызмет учаскесі аумағының толық, нақты мекенжайы, географиялық координаттары)

5. Көзделіп отырған қызметтің ықтимал әсеріне қатысы бар барлық әкімшілік-аумақтық бірліктердің атауы:

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Түпқараған ауданы

(көзделіп отырған қызметті жүзеге асыру нәтижесінде аумағына әсер етуі мүмкін және аумағында қоғамдық тыңдаулар өткізілетін әкімшілік-аумақтық бірліктердің тізбесі)

6. Көзделіп отырған қызмет бастамашысының деректемелері және байланыс деректері:

«Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» Филиалы, БСН 000941000344, Қазақстан Республикасы, Индекс: 130000, Ақтау қ., 12 шағын аудан, No 79/1 ғимарат, «Меридиан» бизнес орталығы, тел.: 8 (7292) 57 1747 электрондық пошта: abay.zhanzakov@dunga.kz

(оның ішінде нақты атауы, заңды және нақты мекенжайы, БСН, ЖСН, телефондары, факстары, электрондық поштасы, сайттары)

7. Ықтимал әсерлер туралы есептерді әзірлеушілердің немесе стратегиялық экологиялық бағалау жөніндегі есептерді дайындау бойынша сырттан тартылған сарапшылардың немесе мемлекеттік экологиялық сараптама объектілерінің құжаттамасын әзірлеушілердің деректемелері мен байланыс деректері.

«ENVIRS Consulting» ЖШС, Қазақстан Республикасы, Индекс: 050061, Алматы қ., Райымбек даңғылы, 348 а, 315 кеңсе, «Zeinet» бизнес орталығының ғимараты, тел.:8 (7273) 21 21 53, электрондық пошта: envirs@mail.ru

(оның ішінде нақты атауы, заңды және нақты мекенжайы, БСН, ЖСН, телефондары, факстары, электрондық поштасы, сайттары)

8. Қоғамдық тыңдаулар өткізілетін күн, уақыт, орын (қоғамдық тыңдаулардың ашық жиналысы өткізілетін күн (күндер) және уақыт):

Өткен күні: 16.09.2022 ж

Тіркеу сағат 10:20-да басталды

Қоғамдық тыңдаулар 11:00-де өтті.

Мекен-жайы: Маңғыстау облысы, Түпқараған ауданы, Сайын Шапағатов ауылы, Әкімдік ғимараты

(қатысушыларды тіркеу басталатын күн, уақыт, қоғамдық тыңдаулардың басталатын уақыты, тыңдаулар өткізілетін орынның толық және нақты мекенжайы. Қоғамдық тыңдаулар ұзартылатын жағдайда барлық күндер көрсетіледі)

9. Көзделіп отырған қызметтің бастамашысы жіберген сұрату хатының көшірмесі және қоғамдық тыңдауларды өткізу шарттарын келісу туралы әкімшілік-аумақтық бірліктердің жергілікті атқарушы органдары ұсынған жауап хаттың көшірмесі осы қоғамдық тыңдаулар хаттамасына қоса беріледі (Қосымша 1).

10. Қоғамдық тыңдауларға қатысушыларды тіркеу парағы осы қоғамдық тыңдаулар хаттамасына қоса беріледі (Қосымша 2).

11. Қоғамдық тыңдаулардың өткізілетіндігі туралы ақпарат мемлекеттік және орыс тілдерінде мынадай тәсілдермен таратылды:

1) Бірыңғай экологиялық порталда https://ecoportal.kz;

2) жергілікті атқарушы органның (облыстың, республикалық маңызы бар қаланың, астананың) ресми интернет-ресурсында немесе әзірлеуші мемлекеттік органның ресми интернет-ресурсында

https://www.gov.kz/memleket/entities/mangystau-eco/

(ресми интернет-ресурстардың атауы, сілтемелер және жарияланған күні)

3) қоғамдық тыңдаулар басталған күнге дейін жиырма жұмыс күнінен кешіктірмей, бұқаралық ақпарат құралдарында, оның ішінде кемінде бір газетте және қатысы бар аумақтың шегінде толық немесе ішінара орналасқан тиісті әкімшілік - аумақтық бірліктердің (облыстың, республикалық маңызы бар қаланың, астананың) аумағында таратылатын кемінде бір теле-немесе радиоарна арқылы бұқаралық ақпарат құралдарында:

«Маңғыстау» облыстық қоғамдық-саяси газеті №80 (10156) 02.08.2022 ж. (Қосымша 3)

«Огни Мангистау» облыстық қоғамдық-саяси газеті №90 (12899) 02.08.2022 ж. (Қосымша 4).

(газеттегі хабарландырудың атауын, нөмірін және жарияланған күнін көрсету, сондай-ақ газеттің сканерленген титулдық беті мен қоғамдық тыңдаулар өткізілетіндігі туралы хабарландыру берілген бетті қамтитын, сканерленген хабарландыруды қоса ұсыну)

«Astana TV» телеарнасының эфирінде, Ақтау қ., «Бегущая строка» айдарында 02.08.2022 ж. бастап 02.09.2022 ж. дейін (Қосымша 5)

(теле немесе радиоарнаның атауын, хабарландыру жарияланған күнді көрсету, теле немесе радиоарнада жарияланған қоғамдық тыңдаулар өткізілетіндігі туралы хабарландырудың бейне және аудиожазбасы бар электрондық жеткізгіш қоғамдық тыңдаулардың хаттамасына қоса тіркелуі (жариялануы) тиіс)

4) Маңғыстау облысы, Түпқараған ауданы, Сайын Шапағатов ауылы, Мақаш Елубаев көшесі, 133, «Сайын Шапағатов ауылдық округі әкімінің аппараты» ММ ғимарат мекенжайы бойынша бір дана хабарландыру әкімшілік-аумақтық бірліктердің (облыстардың, республикалық маңызы бар қалалардың, астананың, аудандардың,

облыстық және аудандық маңызы бар қалалардың, ауылдардың, кенттердің, ауылдық округтердің) жергілікті атқарушы органдарының хабарландыру тақталарында және хабарландыруларды орналастыру үшін арнайы тағайындалған орындарда. Фотоматериалдар осы қоғамдық тыңдаулар хаттамасына қоса беріледі (Қосымша 6).

12. Қоғамдық тыңдауларға қатысушылардың шешімдері:

1) Қатысушылар қоғамдық тыңдаулардың хатшысы болып «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» филиалының мемлекеттік органдармен жұмыс жөніндегі аға кеңесшісі Д.М.Шарапатдиновады сайлау туралы шешім қабылдады. «қолдаймын» – 21, «қарсымын» – 0, «қалыс қаламын» – 0 дауыс берді.

(хатшыны таңдау туралы. Қоғамдық тыңдауларға қатысушылардың «қолдаймын», «қарсымын», «қалыс қаламын» деп дауыс бергендер санын көрсету)

2) Регламентті бекіту туралы «қолдаймын» – 21, «қарсымын» – 0, «қалыс қаламын» – 0 дауыс берді.

(регламентті бекіту туралы. Қоғамдық тыңдауларға қатысушылардың «қолдаймын», «қарсымын», «қалыс қаламын» деп дауыс бергендер санын көрсету)

3) Қоғамдық тыңдаулар өткізілді деп танылды. «қолдаймын» – 21, «қарсымын» – 0, «қалыс қаламын» – 0 дауыс берді.

(осы Қағидалардың 23-тармағына сәйкес себептерді көрсете отырып, қоғамдық тыңдаулар өткізілмеді деп тану туралы. Қоғамдық тыңдауларға қатысушылардың «қолдаймын», «қарсымын», «қалыс қаламын» деп дауыс бергендер санын көрсету)

13. Барлық тыңдалған баяндамалар туралы мәліметтер:

Курбанбаев Жандос Раушанбекович, «ENVIRS Consulting» ЖШС бас эколог маманы

(баяндамашының тегі, аты және әкесінің аты (бар болса), лауазымы, өкілі болып отырған ұйымның атауы)

Презентация: «2023 жылға арналған Доңға кен орны объектілерінен атмосфералық ауаға ластаушы заттардың рұқсат етілген шығарындыларының нормативтері (РШН)» жобасы, 22 бет

(баяндаманың тақырыбы, беттердің, слайдтардың, файлдардың, плакаттардың, сызбалардың саны)

Қоғамдық тыңдауларға шығарылып отырған құжаттар бойынша баяндамалардың мәтіні осы қоғамдық тыңдаулар хаттамасына қоса беріледі (Қосымша 7).

14. Қоғамдық тыңдаулар хаттамасының ажырамас бөлігі болып табылатын және қоғамдық тыңдаулар өткізілгенге дейін және өткізу кезінде келіп түскен барлық ескертулер мен ұсыныстарды қамтитын жиынтық кесте. Қоғамдық тыңдаулардың тақырыбына мүлде қатысы жоқ ескертулер мен ұсыныстар кестеге «қоғамдық тыңдаулардың тақырыбына қатысы жоқ» деген белгімен енгізіледі.

т/а №	Қатысушылардың ескертулері мен ұсыныстары (қатысушының тегі, аты, әкесінің аты (бар болса), лауазымы, өкілі болып отырған ұйымның атауы)	Ескертулер мен ұсыныстарға жауаптар (жауап берушінің тегі, аты, әкесінің аты (бар болса), лауазымы, өкілі болып отырған ұйымның атауы)	Ескертпе (алынып тасталған ескерту немесе ұсыныс)
1	Багдадов Руслан (С. Шапағатов ауылдық округінің тұрғыны): Ластағыш заттардың таралуы Санитарлық қорғау аймағынан,	Курбанбаев Жандос Раушанбекович, «ENVIRS Consulting» ЖШС:	Түсінікті жауап

	яғни 1000 метр қашықтықтан да асып кеткен мөлшері жоғарыға ұшып кетеді ме? Жел болса, таралмайды ма?	Ластағыш заттардың таралуын есептеу кезінде атмосферадағы зиянды шығарындылардың ең жоғары концентрациясы шартты мөлшердегі көлемнен аспайтынын көрсетті, яғни әсер ету аймағының шекарасы белгіленген Санитарлық қорғау аймағынан аспайды. Мысалы, Заң бойынша азот диоксидінің шартты мөлшердегі көлемінің жол берілетін үлесі 1-ге тең болса, Санитарлық қорғау аймағында 0,4-ке тең, ал тұрғын аймақта, яғни осы С.Шапағатов ауылында 0,2-ні құрайды.	
2	Джулдибаева Балжан Айтібекқызы (Түпқараған аудандық Маслихат депутаты): Атмосфераға бөлінетін шығарындыларды азайту бойынша іс-шаралардың ішіндегісінің қайсысы біздің ауылға арналады?	Жанзақов Абай, ТЕП Дунга: 2023 жылы Оператор Санитарлық қорғау аймағы шекарасында жасыл желектерді отырғызу, көгалдандыру жұмыстарын бастауды жоспарлап отыр. Қазіргі уақытта көгалдандыру жобасын әзірлеуге келісім-шарт жасалды.	Түсінікті жауап
3	Жұмаханова Н. (С. Шапағатов ауылдық округінің тұрғыны): Ауыл үшін көгалдандырудан басқа қандай іс-шаралар жасалынып жатыр?	Жанзақов Абай, ТЕП Дунга: Дүниежүзілік қоршаған ортаны қорғау күніне орай С.Шапағатов ауылының әкімшілігімен келісімді түрде теңіз жағалауындағы 4 км аймақ таңдалып, сол аймақта Компания қызметкерлері сенбілік, тазалау жұмыстарын жүргізген болатын.	Жауап қабылданды
4	Багдадов Руслан (С. Шапағатов ауылдық округінің тұрғыны): Жоғарыда айтылған қалдықтар қайда шығарылып жатыр?	Курбанбаев Жандос Раушанбекович, «ENVIRS Consulting» ЖШС: Компания қауіпті қалдықтарды кәдеге жарату/өңдеу лицензиясы бар «ЗапКазПлюс Холдинг» АФ АҚБ-пен келісім-шарт жасады. Келісімге сәйкес Доңға кен орнында пайда болған барлық қалдықтар тасымалдауды, кәдеге жаратуды және қайта өңдеуді жүзеге асыратын «ЗапКазПлюс Холдинг» АФ АҚБ мамандандырылған ұйымына беріледі. Қалдықтар мамандандырылған арнай көлік құралдарымен тасымалданады.	Жауап қабылданды

5	Жұмаханова Н. (С. Шапағатов ауылдық округінің тұрғыны): Қоғамдық тыңдауда баяндалған осы материалдар, көрсеткіштер құзырлы органмен алдын-ала келісілген бе?	Чалақ Т.С., Маңғыстау облысы бойынша Экология департаментінің бас маманы: Иа, құзырлы органда Компанияның рұқсат алуына білдірген өтініші белгіленген ереже бойынша қаралады, тексеріледі.	Түсінікті жауап

15. Қоғамдық тыңдауларға қатысушылардың қаралып отырған құжаттар мен тыңдалған баяндамалардың толықтығы мен түсіну үшін жеңілдігі тұрғысынан алғандағы сапасы жөніндегі пікірі, оларды жақсарту бойынша ұсынымдары:

Келесі жолы презентациялық материалдар қағаз нұсқада да қоғамдық тыңдауларға қатысушыларға қосымша таратылу ұсынылды

(тегі, аты және әкесінің аты (бар болса), лауазымы, өкілі болып отырған ұйымның атауы, пікірлері мен ұсынымдары)

16. Қоғамдық тыңдаулар хаттамасына Қазақстан Республикасының заңнамасында белгіленген тәртіппен шағым жасауға болады.

17. Қоғамдық тыңдаулардың төрағасы:

Асанов Жәнібек Бақытжанұлы - Сайын Шапағатов ауылдық округі әкімінің орынбасары Асанов Жәнібек Бақытжанұлы 13.09.22ж

(тегі, аты және әкесінің аты (бар болса), лауазымы, өкілі болып табылатын ұйымның атауы, қолы, күні)

18. Қоғамдық тыңдаулардың хатшысы:

Шарапатдинова Д.М. – «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» филиалының мемлекеттік органдармен жұмыс жөніндегі аға кеңесшісі 13.09.2022ж.

(тегі, аты және әкесінің аты (бар болса), лауазымы, өкілі болып табылатын ұйымның атауы, қолы, күні)

ҚОСЫМША 1. Көзделіп отырған қызметтің бастамашысы жіберген сұрату хатының көшірмесі және қоғамдық тыңдауларды өткізу шарттарын келісу туралы әкімшілік-аумақтық бірліктердің (облыстың, республикалық маңызы бар қаланың, астананың) жергілікті атқарушы органдары ұсынған жауап хаттың көшірмесі;

ҚОСЫМША 2. «2023 жылға арналған Доңға кен орны объектілерінен атмосфералық ауаға ластаушы заттардың рұқсат етілген шығарындыларының нормативтері (РШН)» жобасы бойынша қоғамдық тыңдауларға қатысушыларды тіркеу парағы;

ҚОСЫМША 3. Қоғамдық тыңдаулардың өткізілетіндігі туралы хабарландыру берілгендігін растайтын №80 (10156) 02.08.2022 ж. «Маңғыстау» облыстық қоғамдық-саяси газетінен үзінді;

ҚОСЫМША 4. Қоғамдық тыңдаулардың өткізілетіндігі туралы хабарландыру берілгендігін растайтын №90 (12899) 02.08.2022 ж. «Огни Мангистау» облыстық қоғамдық-саяси газетінен үзінді;

ҚОСЫМША 5. «Astana TV» телеарнасының эфирінде, Ақтау қ., «Бегущая строка» айдарында 02.08.2022 ж. бастап 02.09.2022 ж. дейін қоғамдық тыңдаулардың өткізілетіндігі туралы хабарландыру жүргізілетіні жөніндегі «Продакшн студия «TIADA» ЖШС берген №048 27.07.2022 ж. эфирлік анықтама;

ҚОСЫМША 6. Жергілікті атқарушы органдарының хабарландыру тақталарында және хабарландыруларды орналастыру үшін арнайы тағайындалған орында қоғамдық тыңдаулардың өткізілетіндігі туралы хабарландыру берілгендігін растайтын фотоматериалдар – «Сайын Шапағатов ауылдық округі әкімінің аппараты» ММ ғимараты;

ҚОСЫМША 7. Қоғамдық тыңдауларға шығарылып отырған құжаттар бойынша баяндама.

«2023 жылға арналған Доңға кен орны объектілерінен атмосфералық ауаға ластаушы заттардың рұқсат етілген шығарындыларының нормативтері (РШН)» жобасы бойынша қоғамдық тыңдауларға қатысушыларды тіркеу парағы

№	Аты-жөні	ЖСН	Тұрғылықты жері немесе жұмыс орны	Телефон	Қолы
1	2	3	4	5	6
1	Шарапатдинова Дина	911007400453	ТЕП Дунга	8702603755	
2	Рысжан К.А	930108400884	ТЕП Дунга	87025148693	
3	Кизатов Ө.Е		ТЕП Дунга	8777196 0040	
4	Базарбек С.С.	980915400078	УПРиРП	87781139897	
5	Самат Т.С.	940501451337	ДЗМО	87087367667	
6	Курбанбаев Ж.Р	87029300962	ENVIRS CONSULTING	87019854180	
7	Газунов А.В.	780907302770	ENVIRS CONSULTING	87014017550	
8	Избасова Г.У.	860217401538	мұрагер	87015912111	
9	Сейтканов К.Қ.	831027301873	ТЕП Дунга	87015925843	
10	Зарипова Ж.А	850506400945	ТЕП Дунга	8 7797571636	
11	Дюсенов Ғ.Ғ.	910512400662	ТЕП Дунга	87717311071	
12	Жуанова Л.А.	850102400136	мұрагер	87789164926	
13	Карипова Д.К.	Совет ОД - ң	С. Шапағат	8 777 500 90	
14	Дәулет Н.Б	900824301208	С.Шапағатов	8707 794 88	
15	Адильбаев Ә Сарсек	777-078	ТЕП Дунга	702-783-8711	
16	Ертаев А	930107301678	ТЕП Дунга	8705 798 23 55	
17	Жаңабаев Ғ	760329401249	Дир. Депутат	8777 7222276	
18	Әзімбетов Ш.Ш.	900102300375	Нач. от. по раб. с тех.	+77777571613	
19	Жанұзаков А.С.	820712301822	Советник по экологии	8701 7558694	
20	Бағдәулетов Р.Б.	760209301120	Сайын тұрғын	8701 555 3630	
21	Кобланбаметов Ғ	8778469230 1	Сайын Тұрғын	8778 468 2370	
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					
40					