



**СОГЛАСОВАНО:**

Управляющий Директор

Филиала Компании

«Тотарь Е энд П Дунга ГмБХ»

в Республике Казахстан

Тревор Рунг

« 4 » сентября 2023 г.



**ПРОГРАММА  
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ  
ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДУНГА»  
на 2024 год**



**РАЗРАБОТЧИК:**

**ТОО «ENVIRS Consulting»**

**Генеральный Директор**

Глазунов А.В.

«04» сентября 2023 г.



Ақтау-Алматы, 2023 г.

**РЕЗЮМЕ**

<b>Наименование объекта</b>	Месторождение Дунга
<b>Наименование разработки</b>	Программа Производственного Экологического Контроля (ПЭК) на месторождении «Дунга» на 2024 год.
<b>Инвестор (Заказчик)</b>	<b>Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан</b>
<b>Адрес заказчика проекта</b>	130000, Республика Казахстан, г. Актау, 12 микрорайон, здание №79/1, Телефон: 8 (7292) 57 16 00.
<b>Основные технологические процессы</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– добыча нефти;</li> <li>– добыча попутного газа;</li> <li>– добыча попутной жидкости;</li> <li>– закачка воды;</li> <li>– закачка газа.</li> </ul>
<b>Нормативные ссылки в Программе (законодательные акты и нормативно-технические документы)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Экологический кодекс РК № 400-VI от 02.01.2021 г.;</li> <li>– Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденные Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250;</li> <li>– Правила ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, утвержденные Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208;</li> <li>– Классификатор отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.</li> </ul>
<b>Основная задача ПЭК</b>	<p>Настоящая программа определяет основные направления и общую методологию проведения мониторинговых работ, с учетом производственной деятельности Компании на месторождении Дунга в 2024 году.</p> <p>Основной задачей производственного экологического контроля (ПЭК) является получение информации для принятия решений в отношении экологической политики МОК, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду.</p>
<b>Наличие собственных полигонов отходов</b>	На балансе филиала не имеется собственных полигонов отходов
<b>Наличие собственных площадок накопления отходов</b>	16 площадок для временного накопления отходов. Образующиеся отходы на предприятии вывозятся по мере образования, согласно Договорам подрядными организациями.
<b>Наличие собственных очистных сооружений для сточных вод</b>	Отсутствуют. Образующиеся сточные воды на предприятии вывозятся по мере образования, согласно Договорам подрядными организациями.
<b>Категория объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду</b>	I, согласно Решению по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного 23.08.2021 г. 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
<b>Класс санитарной опасности</b>	<b>Класс 1</b> , СП № 237 от 20.03.2015 г., пункт 11 подпункт 3



## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АКБ	- аккумуляторная батарея
ГТУ	- газотурбинная установка
ГСМ	- горюче-смазочные материалы
ГТЭС	- газотурбинная электростанция
ДВС	- двигатель внутреннего сгорания
ДЭГ	- диэтиленгликоль
ДЭС	- дизельная электростанция
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КРС	- капитальный ремонт скважин.
КУУН	- коммерческий узел учета нефти
ЛКМ	- лакокрасочные материалы
НДВ	- нормативы допустимых выбросов
ОВОС	- оценка воздействия на окружающую среду.
ОВПН	- объекты вспомогательного производственного назначения
ОЗТОС	- охрана здоровья, труда и защиты окружающей среды
ООС	- охрана окружающей среды
ОС	- окружающая среда
ПМ	- производственный мониторинг
ПСД	- проектно-сметная документация
ППД	- поддержание пластового давления
ППР	- планово-предупредительный ремонт
ПРС	- подземный ремонт скважин
ПУО	- программа управления отходами
ПЭК	- производственный экологический контроль
РГУ	- Республиканское государственное учреждение
РК	- Республика Казахстан
РП	- рабочий проект
СИ	- средства измерения
СП	- санитарные правила
СЗЗ	- санитарно-защитная зона
СЭП	- стационарная экологического площадка
ТОО	- товарищество с ограниченной ответственностью
УПГ	- установка подготовки нефти
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



## СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ .....	2
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ .....	3
СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ .....	4
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ .....	5
2 СВЕДЕНИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ .....	9
3 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ .....	11
4 МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ .....	12
4.1 Мониторинг эмиссий .....	12
4.2 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	12
4.3 Методы проведения мониторинга выбросов в атмосферный воздух .....	13
4.4 Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов .....	14
4.5 Порядок проведения мониторинга эмиссий с использованием инструментальных методов .....	15
4.6 Средства и методы выполнения измерений .....	16
4.7 Расчетный метод проведения мониторинга выбросов .....	16
4.8 Газовый мониторинг .....	63
4.9 Мониторинг эмиссий сточных вод .....	63
5 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ .....	63
5.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух .....	63
5.1.1 Порядок, средства и методы выполнения измерений .....	65
5.2 Мониторинг воздействия на водные объекты .....	66
5.2.1 Водоснабжение месторождения Дунга .....	66
5.2.2 Сточные воды .....	67
5.3 Мониторинг подземных вод .....	68
5.3.1 Оборудование и материалы при мониторинге подземных вод .....	69
5.3.2 Контролируемые показатели и периодичность контроля .....	70
5.4 Мониторинг воздействия на почвы .....	71
6 МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ .....	74
6.1 Мониторинг растительности .....	74
6.2 Мониторинг представителей животного мира .....	75
7 РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ .....	76
7.1 Методы выполнения измерений при радиационном мониторинге .....	78
8 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ .....	80
9 МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ .....	80
9.1 Обеспечение качества при инструментальных замерах на промплощадках .....	80
9.2 Обеспечение качества инструментальных измерений в лаборатории .....	81
10 ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА .....	82
10.1 Внутренние проверки .....	82
10.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства .....	84
10.3 Порядок функционирования информационной системы .....	84
10.4 Организационная и функциональная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля .....	85
11 ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ .....	86
11.1 Мониторинг в период нештатной ситуации .....	87
ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ .....	88



## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Основной производственной деятельностью компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» является добыча и подготовка сырой нефти на месторождении Дунга.

Производственная деятельность «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» осуществляется в соответствии с лицензией МГ №966 (нефть) от 29.11.1996 г. на право пользования недрами в Республике Казахстан, выданной Правительством Республики Казахстан компании "Оман Ойл Компании Лимитед" для добычи углеводородного сырья на месторождении Дунга. В 2001 г. управление месторождением перешло в ведение компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» (в прошлом «Маерск Ойл Казахстан ГмбХ») с 60% участием по Соглашению о Разделе продукции при добыче нефти и природного газа на площади, ограниченной горным отводом на территории блоков ХХХV-9-F (частично), ХХХV-10-D (частично) в Тупкараганском районе Мангистауской области.

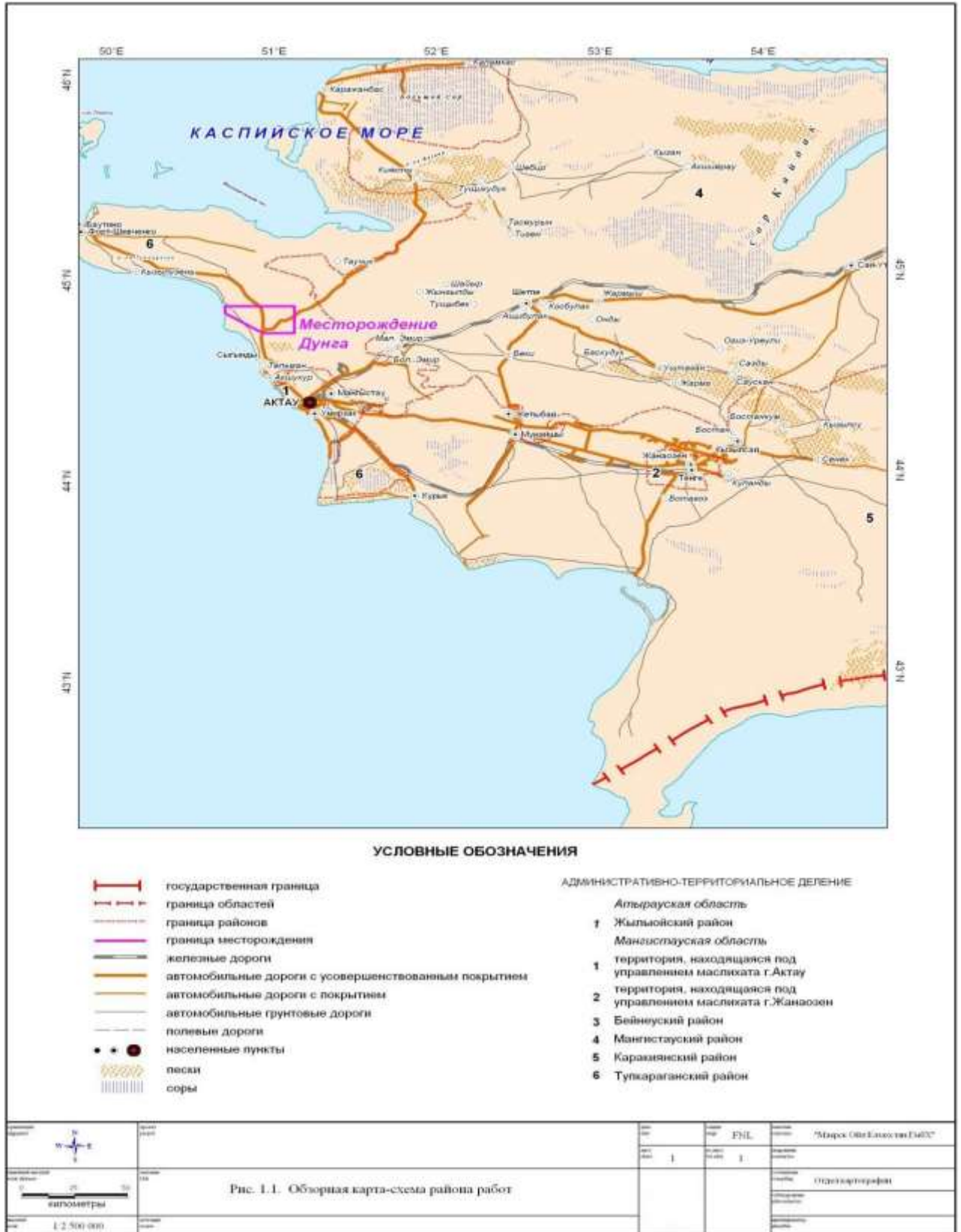
Площадь земельного отвода месторождения Дунга составляет 8488,2733 га, площадь горного отвода составляет 28125,9 га. Географические координаты угловых точек горного отвода представлены в таблице 1.1.

**Таблица 1.1 Общие сведения о предприятии**

Наименование производственного объекта	Месторасположение по коду КАТО (Классификатор административно-территориальных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес Идентификационный номер оператора объекта (БИН)
1	2	3	4
Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан	471010000	Координаты угловых точек горного отвода месторождения Дунга: 44°06'00"с.ш. 50°52'00"в.д. 44°08'00"с.ш. 50°52'00"в.д. 44°08'00"с.ш. 51°10'00"в.д. 44°00'00"с.ш. 51°10'00"в.д. 44°00'00"с.ш. 51°02'00"в.д.	000941000344

**продолжение таблицы 1.1**

Вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (ОКЭД)	Краткая характеристика производственного процесса	Реквизиты	Категория и проектная мощность предприятия
5	6	7	8
Добыча сырой нефти и попутного газа 06100	Добыча углеводородного сырья.	Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, микрорайон 12, здание 79/1 БИН 000941000344 БИК СІТІКЗКА Расчетный счет (тенге) KZ1483201T0300370000	I категория Добыча нефти 747 900 тонн Добыча газа 68 млн. м <sup>3</sup>



**Рисунок 1** Обзорная карта-схема расположения месторождения Дунга

В административном отношении территория месторождения Дунга расположена в Западном Казахстане в Тупкараганском районе Мангистауской области в 47 км к северо-востоку от г. Актау, в 7,5 км от акватории Каспийского моря.

Обзорная карта района расположения месторождения Дунга представлена на рисунке 1.

Район характеризуется полным отсутствием пресной воды и поверхностных источников водоснабжения, кроме моря. По физико-географическим характеристикам район работ относится к 4-г климатическому поясу.

Северо-западнее контрактной территории расположены крупные месторождения Каражанбас и Каламкас (120 км). Ближайший нефтепровод Каламкас-Актау находится в 8 км от восточного контура месторождения.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Сайын Шапагатов и Акшукур, отстоящие от месторождения на расстоянии 14 и 32 км, соответственно. Расстояние до областного центра г.Актау составляет 47 км, с которым месторождение связано асфальтированной дорогой. Рядом с месторождением проходят автомобильные дороги Актау – Форт- Шевченко и Актау - Каламкас 3 категории с твердым покрытием.

Производственный офис на месторождении Дунга и офис г.Актау соединены между собой и производственными объектами посредством радио-, телефонной, спутниковой и компьютерной связи

Непосредственно в районе расположения месторождения Дунга находится промышленная трансформаторная подстанция ПС-110/35/6 с двумя трансформаторами мощностью по 10 МВт.

На месторождении Дунга эксплуатируются следующие основные объекты и сооружения:

- 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);
- Морская насосная станция;
- Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау - Форт-Шевченко»;
- Вахтовый поселок подрядных компаний;
- Капитальный ремонт скважин (КРС);
- Установки системы подготовки и закачки воды (пластовой, морской).

Назначение установки подготовки нефти (ЦПС) на месторождении Дунга - первичная переработка и подготовка добытой из скважин нефти и газа для экспорта.

Установка подготовки газа (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. 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.

В настоящее время разработка месторождения Дунга ведется механизированным способом с поддержанием пластового давления, путем закачки пластовой и морской воды, и ШФЛУ в подземный горизонт.

Нефтяная эмульсия (нефть, пластовая вода, попутный газ) с добывающих скважин по выкидным линиям поступает на ЦПС и PST-01, где производится подготовка нефти до товарного состояния. Товарная нефть временно хранится в резервуарах, а затем перекачивается в нефтепровод.

Отделившийся попутный газ частично используется в качестве топлива печей подогрева нефти и для выработки электроэнергии на Газотурбинной станции (ГТЭС), частично закачивается в пласт в виде ШФЛУ, большая часть поступает в газопровод потребителю, и на факеле отжигается технологически неизбежный объем.

Отделившаяся в сепараторах пластовая вода после очистки в блоке подготовки воды закачивается в пласт.

На территории ЦПС месторождения Дунга имеется административно-бытовой комплекс (АБК) с помещениями для ИТР (как дневного, так и сменного персонала).

Для месторождения Дунга Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК размер нормативной СЗЗ составляет 1000 м. Санитарно-защитная зона устанавливается в соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2. В границы нормативной СЗЗ жилая застройка (постоянное проживание) не попадает.

## 2 СВЕДЕНИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Программой Управления Отходами (ПУО), разработанной на 2024 г. установлено, что от деятельности Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК на месторождении Дунга образуется 30 видов отходов различного объема и состава.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных 16-ти площадках – в герметичных ёмкостях и контейнерах, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Площадки, на которых установлены сборные емкости и контейнеры отделены от открытого грунта бетонными перекрытиями с бордюрными ограждениями. Транспортировка отходов от мест временного накопления к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключая утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

**Таблица 2.1. Информация по отходам производства и потребления**

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с Классификатором отходов	Вид операции, которой подвергается отход
1	2	3	4
1	Люминесцентные лампы	20 01 21*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
2	Лабораторные химические вещества, состоящие из или содержащие опасные вещества, включая смеси лабораторных химических веществ (просроченные или отработанные химреактивы, химреагенты)	16 05 06*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
3	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтешлам)	16 07 09*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
4	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ООПС)	01 05 06*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
5	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Использованная тара из-под химреагентов, цемента и масла)	15 01 10*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
6	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	15 02 02*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
7	Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт, пропитанный нефтью)	17 05 03*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
8	Отходы, содержащие другие опасные вещества (нефтесодержащие жидкие отходы ЦПС)	16 07 09*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
9	Маслосодержащие отходы, не определенные иначе (промасленная пленка)	13 08 99*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
10	Масляные фильтры	16 01 07*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
11	Медицинские отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	18 01 03*	Передаются по Договору №8500010312 от 18.08.2022 г.
12	Медицинские отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (например, перевязочные материалы, гипс, белье, одноразовая одежда)	18 01 04	Передаются по Договору №8500010312 от 18.08.2022 г.

Программа производственного экологического контроля на месторождении «Дунга» на 2024 год  
 Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан

13	Отходы от красок и лаков (Тара, просроченные ЛКМ, кисти, растворители, иные материалы загрязненные ЛКМ)	08 01 11*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
14	Свинцовые аккумуляторы	16 06 01*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
15	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	13 02 06*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
16	Смешанные отходы строительства и сноса	17 09 04	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
17	Отработанные шины	16 01 03	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
18	Опилки, стружка, обрезки, дерево, ДСП и фанеры (древесина)	03 01 05	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
19	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества (картриджи)	08 03 12*	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
20	Защитная одежда	15 02 03	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
21	Черные металлы (Металлолом)	16 01 17	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
22	Опилки и стружки черных металлов	12 01 01	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
23	Отходы сварки (Огарки)	12 01 13	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
24	Списанное электрическое и электронное оборудование (Отработанная оргтехника)	20 01 36	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
25	Щелочные батарейки	16 06 04	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
26	Пластмассовая упаковка (Бутылки)	15 01 02	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
27	Бумага и картон	19 12 01	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
28	Шламы септиков (сооружений для предварительной очистки сточных вод) (Ил)	19 08 15	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
29	Смешанные коммунальные отходы (ТБО, с учётом смёта с территории)	20 03 01	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.
30	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые)	20 01 08	Передаются по Договору №D-SC-8600006939 от 27.04.2023 г.

### **3 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

Филиал Компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК в 2024 году планирует проводить работы по дальнейшей эксплуатации месторождения Дунга.

В рамках настоящей Программы в 2024 году запланировано проведение производственного экологического контроля и мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды следующих видов:

- мониторинг выбросов ЗВ в атмосферу (эмиссии);
- мониторинг воздействия на атмосферный воздух;
- мониторинг подземных вод;
- мониторинг воздействия на почвы;
- мониторинг биоразнообразия (растительный и животный мир);
- радиационный мониторинг;
- мониторинг воздействия физических факторов (шум, вибрация).

Разработка настоящей Программы производственного экологического контроля, включающей в себя проведение производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды и внутренних проверок на объектах Компании, проводилась на основании нормативных и руководящих документов, а также:

- анализа результатов производственного мониторинга окружающей среды на месторождении Дунга за период 2015-2023 гг.;
- соответствующих разделов проекта НДВ на 2024 г.;
- программы управления отходами (ПУО) на 2024 г.

Выбор пространственной схемы расположения пунктов мониторинга выполнялся с учетом необходимости:

- максимального сохранения действующего режима наблюдений в целях накопления определенного статистического материала о состоянии компонентов ОС;
- производственного экологического контроля источников воздействия на природную среду;
- возможности доступа людей и технических средств в пункты наблюдения.

Выбор контролируемых показателей проводился на основе анализа ранее проведенных мониторинговых работ, нормативных требований и рекомендаций специальных экологических проектов.



## 4 МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ

### 4.1 Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий стационарных организованных источников осуществляется на основе измерений, при невозможности проведения измерений допускается применение расчетного метода.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду на основе измерений осуществляется лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

В ходе мониторинга эмиссий в окружающую среду осуществляется наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Мониторинг эмиссий включают в себя мониторинг выбросов в атмосферный воздух и сбросов сточных вод.

В ходе мониторинга эмиссии определяются количественные и качественные показатели выбросов и сбросов загрязняющих веществ, предусмотренные нормативами допустимого антропогенного воздействия в окружающую среду и правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей.

### 4.2 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

На период разработки проекта нормативов НДС для месторождения Дунга (2024 год), общее количество стационарных источников выбросов составит **653**, из них: **171** организованных и **482** неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит **2265.2676** тонн, в том числе выбросы от факельных установок составят **89.5125** тонн.

В атмосферу будут выделяться, загрязняющие вещества 45 наименований 1-4 класса опасности из них 10 веществ обладают суммирующим действием при совместном присутствии в атмосферном воздухе и образуют 10 групп суммации.

**Таблица 4.1. Общие сведения об источниках выбросов**

№	Наименование показателей	Всего
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	<b>653</b>
2	Организованных, из них:	<b>171</b>
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	<b>5</b>
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	<b>0</b>
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	<b>0</b>
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	<b>0</b>
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	<b>166</b>
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	<b>0</b>
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	<b>8</b>
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	<b>163</b>
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	<b>645</b>

### 4.3 Методы проведения мониторинга выбросов в атмосферный воздух

Мониторинг выбросов в атмосферный воздух проводится в соответствии со следующими нормативными документами:

- РНД 211.1.02.03-97 «Временная инструкция по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» (утверждена Министром экологии и биоресурсов Республики Казахстан от 1 сентября 1997 года).
- СТ РК 2.297-2014 «Методика выполнения измерений массовой концентрации и определения массового выброса загрязняющих веществ в отходящих газах топливо сжигающих установок с применением газоанализаторов различных типов».

Согласно «Инструкцией по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» все источники, выбрасывающие загрязняющие вещества, подлежащие контролю, делятся на две категории. К 1-й категории относятся источники, для которых при  $C_m / ПДК > 0,5$  выполняется неравенство:

$$M / (ПДК * H) > 0,01,$$

а также источники, на которых установлена пыле/газоочистная аппаратура с КПД >75%, при одновременном выполнении для них условий:

$$C_m / ПДК * 100 / (100 - КПД) > 0,5;$$

$$M / (ПДК * H) * 100 / (100 - КПД) > 0,01$$

Где:

**M** - суммарная величина выбросов вредного вещества от всех источников предприятия, г/с

**ПДК** - максимально разовая предельно допустимая концентрация, мг/м<sup>3</sup>;

**H** - средняя по предприятию высота источников выбросов, м

Каждый источник контролируется в соответствии с планом-графиком работ по контролю выбросов загрязняющих веществ.

При проведении контрольных замеров необходимо контролировать и параметры газовоздушной смеси (температура, скорость, объем, давление в газоходе), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике.

Учитывая характер деятельности каждого источника, предложены следующие методы контроля:

- для организованных источников – дымовых труб технологических печей и ГТЭС – инструментальный, либо инструментально-лабораторный метод с проведением прямых натурных замеров;
- для факельных установок – расчетный метод контроля, определение объемов выбросов выполняется по фактическому объему сжигания газа.
- для организованных источников, для которых в проекте НДВ предусмотрен расчетный метод, для всех неорганизованных источников, для периодически работающих источников (сварочные посты, емкости хранения дизтоплива, насосы перекачки дизтоплива и др.), для резервных дизельных генераторов и для

буровых станков КРС – расчетный метод (определение объемов выбросов выполняется компанией по фактическому расходу материалов).

Контроль над соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) должен осуществляться ответственным исполнителем за природоохранную деятельность на предприятии, в соответствии с Планом-графиком контроля проекта НДВ.

Частота проведения контроля за источниками первой категории, вносящих основной вклад в загрязнение атмосферы – **ежеквартально**.

Мониторинг эмиссий на передвижных источниках выбросов осуществляется путем систематического контроля за состоянием топливной системы двигателей перед выходом их на участок работ. При проведении мониторинга эмиссий, учитывая специфический характер действия выбросов, принят расчетный метод.

Определение объемов выбросов выполняется Филиалом «Тоталь Е энд П Дунга ГмБХ» в РК, расчетным методом по фактическому расходу топлива.

#### 4.4 Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями, представлены в таблице 4.2.

**Таблица 4.2 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями**

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м <sup>3</sup> /год	Печь ППТ-1, 6 (Н-401А)	0108	44.055389° 51.056575°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м <sup>3</sup> /год	Печь ППТ-1, 6 (Н-401В)	0111	44.055393° 51.056615°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м <sup>3</sup> /год	Печь ППТ-0, 2 (Н-401D)	0112	44.055400° 51.056647°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м <sup>3</sup> /год	Печь ППТ-0, 2 (Н-401С)	0114	44.055398° 51.056708°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Газотурбинные электростанции Таугус-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м <sup>3</sup> /год	Газотурбинная электростанция Таугус-60 (диз. генератор - резервный)	1101	44.053583° 51.059972°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1102	44.053629° 51.059967°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1103	44.053492° 51.059968°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор 8-резервный)	1104	44.053437° 51.059981°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	1 раз/квартал
					Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал

#### 4.5 Порядок проведения мониторинга эмиссий с использованием инструментальных методов

Для проведения инструментальных замеров на источниках выбросов необходимо организовать место для отбора проб и измерений на каждом из контролируемых объектов. На организованных источниках выбросов необходимо установить штуцеры или лючки для пробозаборных зондов газоанализатора, в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 50820-2005 «Оборудование газоочистное и пылеулавливающее. Методы определения запыленности газопылевых потоков». Общая рабочая площадь для отбора проб и измерений должна быть не менее 2 м<sup>2</sup>. Площадка и ведущая к ней лестница, должны иметь ограждение. Площадка не должна вибрировать, освещение должно быть достаточным для прочтения показаний на шкале прибора.

В труднодоступных для проведения измерений местах допускается использование подъемных устройств типа автомобиль-вышка (автовышка), автогидроподъемник (АГП) или самоходная площадка обслуживания, оснащённых устройством для подъёма и перемещения операторов с инструментом и материалами. Рабочим органом автомобиля-вышки является оборудованный рабочей площадкой (так называемой люлькой) коленчатый, телескопический либо комбинированный коленчато-телескопический подъемник с поворотной стрелой. Высота подъёма стрелы и её грузоподъемность должны соответствовать нормам техники безопасности при работе на высоте. Управление подъемником осуществляется с рабочей площадки и из кабины автомобиля. Для повышения устойчивости во время выполнения работ автомобили-вышки оснащаются аутригерами.

Аппаратура должна надежно устанавливаться и, при необходимости, закрепляться. Оператор должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и двухсторонней связи с технологической службой, руководством производственного подразделения.

Все измерения (скорости, температуры, давления, влажности потока и концентрации) проводят в установившемся потоке газа. Место для измерения выбирают на прямолинейном участке газотока, по возможности ближе к устью выбросной трубы, на прямолинейном участке длиной 8-10 наибольших линейных размеров поперечного сечения (ЛРС), причем длина прямолинейного участка до места замера должна быть не менее 5-6 ЛРС.

#### 4.6 Средства и методы выполнения измерений

Согласно СТ РК 1517-2006 «соответствие величин фактических выбросов источника загрязнения атмосферы нормативным значениям надо проверять инструментальными или инструментально-лабораторными методами во всех случаях, когда для этого имеются технические возможности». При этом необходимо учитывать удельный вклад каждого источника загрязнения атмосферы в валовый выброс предприятия и относительную опасность выбрасываемого в атмосферу загрязняющего вещества.

Инструментальные замеры выбросов ЗВ в атмосферу должны проводиться с привлечением специализированной, аккредитованной на данный вид работ лаборатории, в соответствии с методиками, внесенными в область аккредитации испытательной лаборатории. Инструментальные замеры выполняются непосредственно у источника выброса с использованием газоанализатора промышленных выбросов и/или путем отбора проб с последующим анализом в химической лаборатории на те показатели, которые невозможно определить с использованием газоанализатора.

Используемые при контроле источников выбросов технические средства подлежат периодической поверке в установленном законодательством порядке.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

- СТ РК 1517- 2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ»

- СТ РК ГОСТ Р 1877-2009 «Охрана природы. Атмосфера. Методы определения выброса оксида углерода из стационарных источников загрязнения»;

- СТ РК ISO 10396-2019 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».

Результаты инструментальных замеров выбросов от организованных источников выбросов оформляются в виде протокола испытаний, в соответствии с утвержденной в паспорте испытательной лаборатории табличной формой и заверяются печатью лаборатории.

#### 4.7 Расчетный метод проведения мониторинга выбросов

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом, представлены в таблице 4.3.

**Таблица 4.3. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг выбросов осуществляется расчетным методом.**

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar-400 (резервный)	0101	44.055837° 51.057256°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar-225 (резервный)	0102	44.055833° 51.057382°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar-500 (резервный)	0103	44.055749° 51.057282°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar-500 (резервный)	0104	44.055753° 51.057392°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Емкость для дизельного топлива РВС-200 (Т-701)	0105	44.055592° 51.057280°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Емкость для дизельного топлива, 25 м3 (Т-702)	0106	44.055470° 51.057543°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-102	0107	44.054951° 51.056409°	Углеводороды предельные C1-C5	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Печь ППТ-1, 6 (Н-401А)	0108	44.055412° 51.056647°	Сажа	Природный газ
Центральный	добыча	Печь ППТ-1, 6 (Н-	0111	44.055393°	Сажа	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
пункт сбора нефти	нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	401В)		51.056615°		
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Печь ППТ-0, 2 (Н-401D)	0112	44.055400° 51.056647°	Сажа	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Печь ППТ-0, 2 (Н-401С)	0114	44.055398° 51.056708°	Сажа	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 А)	0109	44.055417° 51.056513°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 А)	0110	44.055395° 51.056529°	Смесь природных меркаптанов	Природный газ
					Сероводород	
					Углеводороды предельные С1-С5	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча продувочная на ППТ-0, 2 (Н-401 D)	0113	44.055412° 51.056643°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
					Сероводород	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча продувочная на ППТ-0, 2 (Н-401 С)	0115	44.055399° 51.056685°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-1)	0116	44.055991° 51.057060°	Натр едкий	Химические реагенты и углеводороды
					Азотная кислота	
					Аммиак	
					Соляная кислота	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
	68 000 000 м3/год				Серная кислота Бензол Толуол Четыреххлористый углерод Этиловый спирт Ацетон Уксусная кислота	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-2)	0117	44.056061° 51.057145°	Натр едкий Азотная кислота Аммиак Соляная кислота Серная кислота Бензол Толуол Четыреххлористый углерод Этиловый спирт Ацетон Уксусная кислота	Химические реагенты и углеводороды
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-3)	0118	44.056031° 51.057096°	Натр едкий Азотная кислота Аммиак Соляная кислота Серная кислота Бензол Толуол Четыреххлористый углерод Этиловый спирт Ацетон Уксусная кислота	Химические реагенты и углеводороды
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-101)	0119	44.055941° 51.054856°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Нефть
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-102)	0120	44.055921° 51.055187°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Нефть
Центральный пункт сбора	добыча нефти 747	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-103)	0121	44.055702° 51.054856°	Углеводороды предельные С1-	Нефть

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
нефти	900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год				C5	
					Углеводороды предельные C6-C10	
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-104)	0122	44.055671° 51.055179°	Углеводороды предельные C1-C5	Нефть
					Углеводороды предельные C6-C10	
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В	0123	44.055643° 51.056186°	Углеводороды предельные C1-C5	Нефть
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок насосов перекачки нефти Р-201А/В	0124	44.055851° 51.055719°	Углеводороды предельные C1-C5	Нефть
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В	0125	44.055893° 51.055714°	Углеводороды предельные C1-C5	Нефть
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок насосов перекачки нефти Р-203	0126	44.055775° 51.055685°	Углеводороды предельные C1-C5	Нефть
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок насосов экспорта нефти Р-111/112	0127	44.055370° 51.055588°	Углеводороды предельные C1-C5	Нефть
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок дозирования химреагента БДР-2, 5	0128	44.055599° 51.056783°	Метанол	Химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок слесарной мастерской (сверлильный станок) Блок слесарной мастерской (точильно-шлифовальный станок)	0129	44.055953° 51.058720°	Взвешенные частицы	Шлифовальный камень и металлоизделия
					Пыль абразивная	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
		Блок слесарной мастерской (токарно-винторезный станок) Блок слесарной мастерской (ленточно-пильный станок)				
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Автомастерская (емкость для приема и раздачи масла, заряд аккумуляторов)	0130	44.055925° 51.058540°	Серная кислота	Аккумуляторы и моторные масла
					Масло минеральное нефтяное	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Сварочный цех	0131	44.055776° 51.058777°	Железо (II, III) оксиды	Сварочные электроды
					Марганец и его соединения	
					Азота диоксид	
					Углерод оксид	
					Фтористый водород	
					Фториды неорганические плохо растворимые	
Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель ЯМЗ 236 насоса Р-803	0134	44.055997° 51.056387°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель воздушного компрессора для ремонтных целей ВВП-10/7 У1	0135	44.055936° 51.056388°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель воздушного компрессора для ремонтных целей ВВП-10/7 У1	0136	44.055844° 51.056398°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
Формальдегид						

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор AKSA AC400. Модель 5220	0137	44.056194° 51.059071°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Автомойка	0138	44.056403° 51.058660°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Электромеханическая мастерская (сверлильные станки-2 ед., болгарка, заточной станок)	0139	44.056575° 51.058682°	Взвешенные частицы	Металлоизделия
					Пыль абразивная	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Пожарное депо (пожарные машины-3 ед., машина скорой помощи-1 ед., автомойка)	0140	44.056381° 51.058530°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизель генератор CAT C15	0141	44.054745° 51.053662°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные C12-C19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Печь подогрева нефти Н-034-0001А	0142	44.055110° 51.057571°	Азота диоксид	Природный газ/дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Метан	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000	Печь подогрева нефти Н-034-0001В	0143	44.055118° 51.057617°	Азота диоксид	Природный газ/дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
	м3/год				Метан	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча продувочная от печи Н-034-0001А	0144	44.055109° 51.057508°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча продувочная от печи Н-034-0001В	0145	44.055118° 51.057637°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 3306 (Модель 225)	0401	44.055905° 51.059413°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные С12-С19						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Пункт заправки автомобилей (ТРК)	6101	44.055310° 51.059077°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насосы для дизельного топлива	6102	44.055345° 51.059072°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка приемного манифольда А-101	6103	44.055112° 51.056182°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка приемного манифольда А-102	6104	44.054828° 51.056616°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-102	6105	44.054929° 51.056385°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка печей подогрева нефти ППТ-1, 6 и ППТ-0, 2 (Н-401 А/В/С/Д)	6106	44.055472° 51.056696°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка резервуаров нефти РВС-2000 (Т-101/102/103/104)	6107	44.055774° 51.055103°	Углеводороды предельные С1-С5	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка сепаратора FS-502	6108	44.054972° 51.056556°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Факельный сепаратор FS-502	6109	44.054931° 51.056545°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка сепараторов V-211/311	6110	44.055624° 51.056557°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Сепаратор первой ступени V-211	6111	44.055646° 51.056351°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Сепаратор второй ступени V-311	6112	44.055641° 51.056324°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка трехфазных сепараторов V-201/301	6113	44.055740° 51.055976°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный	добыча	Трехфазный сепаратор	6114	44.055679°	Углеводороды	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
пункт сбора нефти	нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	ратор 1-й ступени V-201		51.055979°	предельные C1-C5	
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Трехфазный сепаратор 2-й ступени V-301	6115	44.055628° 51.055929°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка сепаратора V-511	6116	44.055655° 51.055706°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газовый сепаратор V-511	6117	44.055597° 51.055639°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка сепаратора пластовой воды V-602	6118	44.055483° 51.056104°	Углеводороды предельные C1-C5	Пластовая вода
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Сепаратор пластовой воды V-602	6119	44.055415° 51.055969°	Углеводороды предельные C1-C5	Пластовая вода
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажных емкостей Т-301, Т-401 А/В	6120	44.055096° 51.056552°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос дренажных емкостей Т-301, Т-401 А/В	6121	44.055171° 51.056657°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3	6122	44.054168° 51.055489°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3	6123	44.054253° 51.055627°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БКУ	6124	44.055226° 51.054411°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Компрессор БКУ	6125	44.055227° 51.053960°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР-2, 5	6126	44.054662° 51.056515°	Углеводороды предельные С1-С5	Химические реагенты
					Метанол	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Сварочные работы	6127	44.055816° 51.058541°	Титан диоксид	Сварочные электроды
					Железо (II, III) оксиды	
					Марганец и его соединения	
					Хром шестивалентный	
					Азота диоксид	
					Углерод оксид	
					Фтористый водород	
					Фториды неорганические плохо растворимые	
Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%						
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Лакокрасочные работы	6128	44.055878° 51.058534°	Ксилол	Лакокрасочный материал
					Толуол	
					Бутиловый спирт	
					Бутилацетат	
					Этилацетат	
					Ацетон	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Автостоянка	6129	44.056373° 51.058064°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка приемного манифольда А-103	6130	44.054817° 51.056920°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка насосов Р-201ВХ / Р-201АХ	6131	44.055981° 51.055617°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос циркуляции нефти Р-201ВХ	6132	44.055947° 51.055594°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос циркуляции нефти Р-201АХ	6133	44.055999° 51.055619°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Отстойник пластовой воды V-603	6134	44.055290° 51.056026°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Крытая автостоянка №1	6135	44.055381° 51.058533°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Крытая автостоянка №2	6136	44.055282° 51.058547°	Углеводороды предельные С12-С19	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Отстойник пластовой воды V-902	6137	44.056385° 51.055498°	Азота диоксид	Нефтесодержащая вода
					Азота оксид	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Отстойник В-502	6138	44.056360° 51.055207°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефтесодержащая вода
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Парковка (за по- ждепо)	6139	44.056649° 51.058771°	Углеводороды предельные С12-С19	Нефтесодержащая вода
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Парковка (за по- ждепо)	6139	44.056649° 51.058771°	Бензин	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Углеводороды	
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Сажа	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
					предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ППН Н-034-0001А/В	6140	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка под арматурный узел ППН	6141	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Колодец К-1	6142	44.000000° 51.000000°	Этиленгликоль	Нефть
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Межплощадка ППН	6143	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год		6145	44.000000° 51.000000°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Факел ВД	0201	44.054134° 51.054221°	Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Сероводород	
					Углерод оксид	
Метан						
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Факел НД	0202	44.054147° 51.054532°	Метилмеркаптаны	Природный газ
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Сероводород	
Углерод оксид						

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
					Метан Метилмеркаптаны	
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок КУУГ	0203	44.050565° 51.034211°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор АВ-1А (резервный)	0204	44.054722° 51.053667°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка факелов ФВД и ФНД	6201	44.054119° 51.054382°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка сепараторов FS-500/501	6202	44.054028° 51.055583°	Углеводороды предельные С1-С5	
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Факельный сепаратор FS-500	6203	44.054062° 51.055585°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Факельный сепаратор FS-501	6204	44.054083° 51.055560°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажных емкостей D-500/501	6205	44.055083° 51.054417°	Углеводороды предельные С1-С5 Этиленгликоль	Нефть
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка Дожимной компрессорной станции (ДКС) С-101/103	6206	44.055217° 51.054303°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год;	Компрессор ДКС 2-ой ступени С-101	6207	44.055361° 51.054306°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
	добыча газа 68 000 000 м3/год					
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Компрессор ДКС 1-ой ступени С-103	6208	44.055362° 51.054209°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка Установки низкотемпературной сепарации (V-401)	6209	44.055318° 51.054181°	Углеводороды предельные С1-С5 Этиленгликоль	Нефть
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос центробежный Р-603/604 на УНТС	6210	44.055245° 51.054182°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка подогрева и закачки ШФЛУ в пласт (Н-701, Р-601/602)	6211	44.055186° 51.054217°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос поршневой Р-601/602 на площадке ШФЛУ	6212	44.055385° 51.053928°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка регенерации гликоля (Е-203, Е-204, V-403, Р-605, Р-606)	6213	44.055321° 51.053896°	Углеводороды предельные С1-С5 Этиленгликоль	Этиленгликоль
Установка подготовки газа	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос поршневой Р-605/606 на Площадке регенерации гликоля	6214	44.055245° 51.053923°	Этиленгликоль	Этиленгликоль
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-101	0303	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок БДР-2, 5 на СП-101	0304	44.000000° 51.000000°	Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-103	0305	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
тельные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год				C5	
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок БДР-2, 5 на СП-103	0306	44.000000° 51.000000°	Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №34Г	0308	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №36ДА, 38Г	0309	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №39Г, 40В	0310	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №41Г	0311	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №42В	0312	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №43В	0313	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №44В	0314	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №45В (газо-нагнетательная)	0315	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5 Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №ДГК-1Г (карбонатная)	0316	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г	0317	44.000000° 51.000000°	Метанол Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №47В	0318	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №48В	0319	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №49В	0320	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №53Г	0321	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дренажная емкость на скважине №58В (К15)	0323	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дренажная емкость высокого давления Т-98006 на PST-01	0324	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №145В (L15)	0325	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дренажная емкость низкого давления Т-99002 на PST-01	0326	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №181В (J15)	0327	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №195В (I14)	0328	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №125В (M15)	0329	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Линия Е. Вытяжная свеча VS-15701	0330	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Линия D. Вытяжная свеча VS-13401	0331	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Линия D. Вытяжная свеча VS-15601	0332	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 400 (CAT 3406)	0333	44.051611° 51.058667°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Линия F-Н. Вытяжная свеча от дренажной емкости	0334	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-101	6301	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-101	6302	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Метанол	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-103	6303	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-103	6304	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Метанол	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №27Д-В	6305	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №34Г и дренажной емкости	6309	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №38 и дренажной емкости	6310	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №39 и дренажной емкости	6311	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №41Г и дренажной емкости	6312	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №42В и дренажной емкости	6313	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №43В и дренажной емкости	6314	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
скребков PST-00	м3/год				С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №44В и дренажной емкости	6315	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №45В и дренажной емкости	6316	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №ДГК-1Г и дренажной емкости	6317	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г	6318	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Химические реагенты
					Метанол	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №47В и дренажной емкости	6319	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №48В и дренажной емкости	6320	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №53Г и дренажной емкости	6322	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №163В	6325	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №156В (К6)	6328	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №157В (К8)	6329	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
ны, узел приема скребков PST-00	68 000 000 м3/год				предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №158В (К9)	6330	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №159В (К10)	6331	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №160В (К11)	6332	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №161В (К12)	6333	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №162В (К13)	6334	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №58В (К15)	6335	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка запуска скребка на скважине №58В (К15)	6336	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости на скв. №58В (К15)	6337	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на скв. №58В (К15)	6338	44.000000° 51.000000°	Метанол	Метанол
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка скважины №153В (WK13)	6346	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка приема скребков PST01	6347	44.050917° 51.057861°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажных емкостей высокого давления Т-98005 и Т-98006 на PST01	6348	44.051667° 51.057611°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка шламоуловителя на PST01	6349	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Метанол	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №137В (L6)	6350	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №138В (L7)	6351	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №139В (L9)	6352	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №140В (L10)	6353	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №141В (L11)	6354	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №142В (L12)	6355	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747	Площадка скважины №143В (L13)	6356	44.000000°	Углеводороды предельные С1-	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
тельные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год			51.000000°	C5	
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №144В (L14)	6357	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №145В (L15) и дренажной емкости	6358	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка камеры запуска скребка EP-16401 на скв.№145В (L15)	6359	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка блока дозирования химреагента БДР-2, 5 на скв. №145В (L15)	6360	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Химические реагенты
					Метанол	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №146В (L16)	6361	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости низкого давления Т-99001 и Т-99002 на PST-01	6372	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на PST-01	6373	44.050667° 51.058444°	Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка Сепаратора высокого давления V-98003 на PST-01	6374	44.051667° 51.057417°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка Депарафинизаторов V-98001 А/В на PST-01	6375	44.051361° 51.057250°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
					Углеводороды предельные C6-C10	
Эксплуатационные	добыча	Площадка скважины	6376		Углеводороды	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
ные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	№174В (J8)		44.000000° 51.000000°	предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №175В (J9)	6377	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №176В (J10)	6378	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №177В (J11)	6379	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №178В (J12)	6380	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №179В (J13)	6381	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №180В (J14)	6382	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №182В (J16)	6383	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №181В (J15)	6384	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка запуска скребка на скважине №181В (J15)	6385	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости на скважине №181В (J15)	6386	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 181В (J15)	6387	44.000000° 51.000000°	Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины № 172V	6394	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №191В (I9)	6395	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №192В (I11)	6396	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №193В (I12)	6397	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №194В (I13)	6398	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №196В (I15)	6399	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №195В (I14)	7201	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка запуска скребка на скв.№195В (I14)	7202	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
скребков PST-00	м3/год				С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости на скважине №195В (114)	7203	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 195В (114)	7204	44.000000° 51.000000°	Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №107В (WM7)	7211	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №109В (WM9)	7213	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №110В (WM10)	7214	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №111В (WM11)	7215	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №112В (WM12)	7216	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №113В (WM13)	7217	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №114В (WM14)	7218	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №115В (WM15)	7219	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
ны, узел приема скребков PST-00	68 000 000 м3/год				предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №116В (М6)	7220	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №117В (М7)	7221	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №118В (М8)	7222	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №119В (М9)	7223	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №120В (М10)	7224	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №121В (М11)	7225	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №122В (М12)	7226	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №123В (М13)	7227	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №124В (М14)	7228	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка скважины №125В (М15)	7229	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка запуска скребка на скважине №125В (М15)	7230	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости на скважине №125В (М15)	7231	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка блока дозирования химреагентов БДР на скв. №125В (М15)	7232	44.000000° 51.000000°	Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины №126В (М16)	7233	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Линия Е. Площадка скважины F6 (DGA-226V)	7234	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины G7 (DGA-215V)	7235	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины E5 (DGA-234V)	7236	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины E4 (DGA-233V)	7237	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины F4 (DGA-224V)	7238	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747	Площадка скважины E6 (DGA-235V)	7239	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
тельные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год				С10	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины F5 (DGA-225V)	7240	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины E3 (DGA-65V)	7241	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6 (DGA-226V)	7246	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E5 (DGA-234V)	7247	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E4 (DGA-233V)	7248	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F4 (DGA-224V)	7249	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки G7 (DGA-215V)	7250	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F5 (DGA-225V)	7251	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E6 (DGA-235V)	7252	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E3 (DGA-65V)	7253	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки G5 (DGA-213V)	7254	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки H5 (DGA-202V)	7255	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки I5 (DGA-190V)	7256	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки J5 (DGA-173V)	7257	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки W15 (DGA-183V)	7261	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки WG5 (DGA-208)	7262	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции	7263	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ФС с металлическим участком коллектора	7264	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ФС с металлическим участком коллектора	7265	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодца подключения выкидной линии скважины 30D-H	7266	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PST04-01	7267	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PST04-02	7268	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка камеры приема скребка с PST-01	7269	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины Н6 (DGA-203V)	7270	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины G6 (DGA-214V)	7271	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка очистных устройств	7272	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодца трубопроводной обвязки Н6 (DGA-203V) и G6 (DGA-214V)	7273	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР хим. реагентов	7274	44.000000° 51.000000°	Ксилол	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины G5 (DGA-213V)	7275	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
скребков PST-00	м3/год					
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины Н5 (DGA-202V)	7276	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины I5 (DGA-190V)	7277	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины J5 (DGA-173V)	7278	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка скважины W15 (DGA-183V)	7279	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.58В (K15) до точки подключения TP-001	7280	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.41Г (DGA) до точки подключения TP-011	7281	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.34Г (DGA) до точки подключения TP-007	7282	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.229В (K17) до точки подключения TP-005	7283	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Линия D. Площадка добывающей скважины DGA-244V (D4)	7284	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка добывающей скважины DGA-245V (D5)	7285	44.077583° 51.003222°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год					
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-246V (D6)	7286	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-240V (WD4), перевод. в нагнет.	7287	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-241V (WD5), перевод. в нагнет.	7288	44.076000° 51.009861°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-242V (WD6), перевод. в нагнет.	7289	44.079139° 51.018778°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-244V (D4)	7290	44.080806° 51.012056°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-245V (D5)	7291	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-246V (D6)	7292	44.080806° 51.012056°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-240V (WD4)	7293	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-241V (WD5)	7294	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-242V	7295	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год	(WD6)				
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка камеры приема скребка на PST-04	7296	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка камеры приема скребка на PST-04	7297	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка камеры запуска скребка на PST-04	7298	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости и свечи на PST-04	7299	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка съемной соединит. секции трубопровода для инспекции	7300	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ФС с металл. участком коллектора	7301	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ФС с металл. участком коллектора	7302	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-66V (D7)	7303	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-247V (D8)	7304	44.087306° 51.027944°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747	Площадка очистных устройств	7305	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С1-	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
тельные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год				C5	
					Углеводороды предельные C6-C10	
					Углеводороды предельные C12-C19	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-66V (D7) и DGA-247V (D8)	7306	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР	7307	44.000000° 51.000000°	Ксилол	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ФС с металлическим участком коллектора	7308	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-67V(C5)	7309	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-252V(C3)	7310	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-254V(BW2)	7311	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-198V	7312	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-199V	7313	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа	Площадка добывающей скважины DGA-200V	7314	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
ны, узел приема скребков PST-00	68 000 000 м3/год					
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-204V	7315	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-205V	7316	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-236V/E8	7320	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-237V/E10	7321	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-238V/E11	7322	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-227V/F10	7323	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-228V/F11	7324	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-64V/F12	7325	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-216V/G11	7326	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка добывающей скважины DGA-217V/G12	7327	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год					
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-218V/G13	7328	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-232V/WE-10, переводимых в нагнет	7329	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-221V/WF-11, переводимых в нагнет	7330	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-209V/WG-11, переводимых в нагнет	7331	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-210V/WG-12, переводимых в нагнет	7332	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-2	7333	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-5	7334	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-6	7335	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-9	7336	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка колодцев РИТ-11	7337	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C6-C10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год					
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-12	7338	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-13	7339	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-1	7340	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-3	7341	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-4	7342	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-7	7343	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-8	7344	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-10	7345	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка колодцев РИТ-15	7346	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка колодцев РИТ-13, врезка линии F-N в линию I	7347	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-00	добыча газа 68 000 000 м3/год					
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Продувочная свеча	0402	44.000000° 51.000000°	Сероводород Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Смесь природных меркаптанов	Природный газ
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор MM3-240	0403	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные С12-С19						
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Genelec GPW210 (резервный)	0404	44.055972° 51.276167°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные С12-С19						
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка приема скребка	6401	44.056306° 51.275917°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка узла подключения к магистральному нефтепроводу	6402	44.056278° 51.276528°	Углеводороды предельные С6-С10	Нефть
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка дренажной емкости	6403	44.056194° 51.275722°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка узла учета нефти	6404	44.056056° 51.275694°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	

Программа производственного экологического контроля на месторождении «Дунга» на 2024 год  
 Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Межплощадочные трубопроводы	6405	44.056278° 51.276222°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка прuvera	6406	44.056028° 51.275750°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
Автозаправочная станция	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Емкость с дизельным топливом	0501	44.057889° 51.054444°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Емкость с бензином	0502	44.057750° 51.054472°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Пентилены	
					Бензол	
					Ксилол	
					Толуол	
Автозаправочная станция	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок АЗС (дизельное топливо)	0503	44.057758° 51.054494°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок АЗС (бензин)	0504	44.057861° 51.054361°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Пентилены	
					Бензол	
					Ксилол	
					Толуол	
Автозаправочная станция	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Раздаточная колонна налива дизтоплива	6501	44.057865° 51.054384°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000	Раздаточная колонна налива бензина	6502	44.057854° 51.054401°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-	



Программа производственного экологического контроля на месторождении «Дунга» на 2024 год  
 Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
	м3/год				С10 Пентилены Бензол Ксилол Толуол Этилбензол	
<b>Автозаправочная станция</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос дизельного топлива	6503	44.057865° 51.054384°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
<b>Автозаправочная станция</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насос бензина	6504	44.057854° 51.054401°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Пентилены Бензол Ксилол Толуол Этилбензол	Бензин
<b>Автозаправочная станция</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Автостоянка	6505	44.057809° 51.054255°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бензин Углеводороды предельные С12-С19	Топливо двигателей внутреннего сгорания
<b>Морская насосная</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 700 (двигатель С18)	0601	43.945528° 50.989639°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
<b>Морская насосная</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Блок дозирования хим. реагента (БДР)	0602	43.945722° 50.989333°	Этиленгликоль Формальдегид	Химические реагенты
<b>Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Ақтау-Форт-Шевченко"</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Продувочная свеча	0701	44.000000° 51.000000°	Сероводород Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10	Природный газ

Программа производственного экологического контроля на месторождении «Дунга» на 2024 год  
 Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в Республике Казахстан

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
					Смесь природных меркаптанов	
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка узла подключения газопровода к ЦПС	6701	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
Вахтовый поселок подрядных компаний	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 3406	0801	44.049083° 51.039694°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Вахтовый поселок подрядных компаний	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001А)	0802	44.049472° 51.040250°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Вахтовый поселок подрядных компаний	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001В)	0803	44.049493° 51.040361°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Вахтовый поселок подрядных компаний	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Автостоянка №1	6801	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Углеводороды предельные C12-C19						
Вахтовый поселок подрядных компаний	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа	Автостоянка №2	6802	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	



Программа производственного экологического контроля на месторождении «Дунга» на 2024 год  
 Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмБХ» в Республике Казахстан

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
	68 000 000 м3/год				Углерод оксид Углеводороды предельные С12-С19	
<b>Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата АПР-80-1	0901	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные С12-С19						
<b>Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	0902	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные С12-С19						
<b>Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор (освещение)	0903	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные С12-С19						
<b>Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Технологическая емкость	6902	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С12-С19	Технологическая вода
<b>Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата ПАП-60/80	1001	44.000000° 51.000000°	Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
<b>Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2</b>	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	1002	44.000000° 51.000000°	Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
<b>Капитальный ремонт скважин.</b>	добыча нефти 747	Дизельный генератор (освещение)	1003	44.000000° 51.000000°	Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	



Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Подъемный агрегат АПР-80-2	900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год				Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Технологическая емкость	7002	44.000000° 51.000000°	Углеводороды предельные С12-С19	Технологическая вода
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1104	44.053583° 51.059461°	Сажа	Природный газ/дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1104	44.053636° 51.059488°	Сажа	Природный газ/дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1104	44.053652° 51.059570°	Сажа	Природный газ/дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1104	44.053702° 51.059665°	Сажа	Природный газ/дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Резервуар хранения дизельного топлива	1105	44.053500° 51.059417°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Резервуар хранения дизельного топлива	1106	44.053474° 51.059435°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Подземная емкость хранения отработанного масла	1107	44.053461° 51.059443°	Масло минеральное нефтяное	Масло
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Подземная емкость хранения отработанного масла	1108	44.053444° 51.059472°	Масло минеральное нефтяное	Масло

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
	м3/год					
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar C15 (Модель 500)	1109	44.053556° 51.059528°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Установка охлаждения масла	1110	44.053444° 51.060667°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Установки охлаждения масла	7102	44.053735° 51.059712°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Насосная станция подачи дизельного топлива	7105	44.053694° 51.059694°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные C12-C19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка слива дизельного топлива	7106	44.054333° 51.060361°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные C12-C19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка ГТЭС	7107	44.053587° 51.059910°	Углеводороды предельные C1-C5	Природный газ
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Парковка	7108	44.054333° 51.060361°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Углеводороды предельные C12-C19						
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Резервуар для диз. топлива	1201	44.053444° 51.059778°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные C12-C19	

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Дизельный генератор, 400 кВт (резервный)	1202	44.000000° 51.000000°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C12-C19						
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Межплощадка	8001	44.000000° 51.000000°	Этиленгликоль	Пластовая вода
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР	8002	44.051806° 51.058194°	Этиленгликоль	Пластовая вода
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР	8003	44.051830° 51.058207°	Этиленгликоль	Пластовая вода
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка установки подготовки морской воды	8004	44.051888° 51.058174°	Этиленгликоль	Морская вода
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка установки подготовки пластовой воды	8005	44.051899° 51.058257°	Углеводороды предельные C6-C10	Пластовая вода
					Этиленгликоль	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка БДР А-15801	7348	44.085614° 51.050548°	Метанол	Химический реагент
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка камеры запуска скребка EP-15801	7349	44.084874° 51.050857°	Углеводороды предельные C6-C10	Нефть
					Метанол	
Эксплуатационные и нагнетательные	добыча нефти 747 900 т/год;	Площадка дренажной емкости Т-16601	7350	44.084602° 51.050605°	Углеводороды предельные C1-C5	Дренажная жидкость

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		Местоположение (географические координаты), С.Ш / В.Д.	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
(ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	добыча газа 68 000 000 м3/год				Углеводороды предельные C12-C19	
Эксплуатационные и нагнетательные (ШФЛУ) скважины, узел приема скребков PST-01	добыча нефти 747 900 т/год; добыча газа 68 000 000 м3/год	Площадка вытяжной свечи VS-15801	7351	44.084798° 51.050959°	Углеводороды предельные C1-C5	

#### 4.8 Газовый мониторинг

Ввиду отсутствия у Филиала Компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ, осуществляющего операционную деятельность на месторождении Дунга, в собственности полигона твердых бытовых отходов проведение газового мониторинга настоящей Программой ПЭК не предусматривается.

#### 4.9 Мониторинг эмиссий сточных вод

Ввиду отсутствия у Филиала Компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ, осуществляющего операционную деятельность на месторождении Дунга, сброса сточных вод в объекты окружающей среды, а также отсутствие в собственности очистных сооружений для сточных вод, проведение мониторинга эмиссий сточных вод настоящей Программой ПЭК не предусматривается.

### 5 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ

В соответствии со статьей 186 Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, проведение мониторинга воздействия включается в Программу производственного экологического контроля в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

#### 5.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух

В рамках мониторинга воздействия проводятся наблюдения за фактическим уровнем загрязнения атмосферного воздуха в установленных контрольных точках на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) производственного объекта.

Для месторождения Дунга Филиала Компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК, размер нормативной СЗЗ составляет 1000 м. В границы нормативной СЗЗ жилая застройка не попадает.

В 2018 году были начаты наблюдения за качеством атмосферного воздуха на шести контрольных точках, расположенных в пределах границ СЗЗ по периметру месторождения Дунга (точки D-1 - D-6) и в одной точке на границе вахтового поселка (точка ВП-1).

Данной Программой производственного экологического контроля предлагается сохранить существующее количество мониторинговых точек и контролируемых параметров, с целью приемственности результатов наблюдения предыдущих лет и прослеживания динамики их изменений. Сведения о местоположении контрольных точек приведены в таблице 5.1.

**Таблица 5.1. Местоположение контрольных точек мониторинга воздействия на атмосферный воздух.**

№ контрольной точки (поста)	Местоположение	Координаты точек мониторинга	
		Широта - N	Долгота - E
D-1	Северо- западная граница СЗЗ месторождения	44°05'4.56"	50°57' 9.06"
D-2	Северная граница СЗЗ месторождения	44°07'12.33"	51°06'36.83"
D-3	Восточная граница СЗЗ месторождения	44°02'44.78"	51°11'21.02"
D- 4	Юго-восточная граница СЗЗ месторождения	44°00'53.09"	51°08'38.56"
D-5	Юго-западная граница СЗЗ месторождения	44°00'53.46"	50°59'48.32"
D-6	Западная граница СЗЗ месторождения	44°03'3.96"	50°58'9.92"
ВП-1	Граница вахтового поселка	44°03'24.94"	51°02'51.19"

Периодичность наблюдений.

В соответствии с Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 (с изменениями от 13.06.2023 г.), периодичность наблюдений за состоянием атмосферного воздуха на контрольных точках в пределах границы СЗЗ предусматривается - **1 раз в квартал**.

Контролируемые ингредиенты:

В атмосферном воздухе в пределах границы СЗЗ месторождения Дунга подлежат измерению следующие загрязняющие вещества:

- азота диоксид (NO<sub>2</sub>);
- азота оксид (NO);
- серы диоксид (SO<sub>2</sub>);
- углерода оксид (CO);
- сероводород (H<sub>2</sub>S);
- смесь предельных углеводородов C<sub>1</sub> –C<sub>5</sub>;
- взвешенные частицы (пыль);

Замеры концентраций загрязняющих веществ в воздухе могут выполняться с помощью специальных газоанализаторов, предназначенных для проведения наблюдений в атмосферном воздухе, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в лабораторных условиях.

До проведения обследования состояния атмосферного воздуха должны быть выяснены производственные условия, при которых осуществляются наблюдения: в каком режиме работает предприятие (объем добычи и подготовки нефти, мощность котельных, парогенераторов, печей подогрева нефти и т.д.), проводились ли в этот момент капремонт или испытание скважин, а, следовательно, наличие залповых или аварийных выбросов и т.д.

План-график мониторинга воздействия на атмосферный воздух с указанием ингредиентов и периодичности контроля представлен в таблице 5.2.

**Таблица 5.2. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха**

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
D-1	азота оксид азота диоксид серы диоксид углерода оксид сероводород углеводороды ряда C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> взвешенные частицы (пыль)	1 раз в квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ)	В соответствии с областью аккредитации ИЛ
D-2					
D-3					
D-4					
D-5					
D-6					
ВП-1					

### **5.1.1 Порядок, средства и методы выполнения измерений**

Мониторинг воздействия должен проводиться в соответствии с СТ РК 2036-2010 «Охрана природы Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», а также по методикам выполнения измерений, внесенным в государственный реестр методик количественного химического анализа.

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

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ целесообразно осуществлять с помощью передвижного поста наблюдений, укомплектованного автоматическими газоанализаторами для непрерывного определения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, либо с использованием оборудования для проведения отбора проб воздуха с последующим их анализом в стационарной лаборатории.

Наблюдения должны проводиться в строгом соответствии с внесенными в область аккредитации испытательной лаборатории методиками, с применением газоанализаторов или путем отбора проб и последующим анализом в химической лаборатории.

Ежеквартальные наблюдения на контрольных точках целесообразно проводить по «неполной» программе. Наблюдения по неполной программе проводятся с целью получения информации о разовых концентрациях.

Продолжительность отбора проб загрязняющих веществ для определения разовых концентраций составляет 20-30 мин.

Отбор проб или прямые инструментальные замеры с использованием газоанализатора при определении приземной концентрации примесей в атмосфере проводится на высоте от 1,5 до 3,5 м от поверхности земли.

При проведении мониторинга должны фиксироваться метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: погодные условия (ясно, облачность, осадки), скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

При использовании газоанализаторов для выполнения анализа атмосферного воздуха, оператором проводятся все регламентные процедуры, согласно методике выполнения измерений, такие как прогрев прибора для выхода на рабочий режим, калибровка и т.п.

Отбор проб атмосферного воздуха для последующего анализа в условиях испытательной лаборатории проводится путем аспирации определенного объема воздуха через поглотительный прибор, заполненный жидким или твердым сорбентом для улавливания вещества, или через аэрозольный фильтр, задерживающий содержащиеся в воздухе частицы. Параметры отбора проб, такие как расход воздуха и продолжительность времени его аспирации через поглотительный прибор, тип поглотительного прибора или фильтра, устанавливаются в зависимости от определяемого вещества.

Химический анализ проб и измерения загрязняющих веществ в воздухе осуществляется согласно методам выполнения измерения, изложенным в СТ РК 2036-2010.

Определение концентрации вредных примесей в атмосфере проводится лабораторными методами (фотометрическим, фотоколориметрическим, газовой хроматографии и др.).

Используемые при контроле атмосферного воздуха средства измерения должны иметь действующие свидетельства о прохождении ежегодной поверки СИ.

Отбор и анализ проб осуществляются испытательными лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК.

Результаты определения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе оформляются в виде протоколов испытаний, в соответствии с утвержденной в паспорте испытательной лаборатории табличной формой и заверяются печатью лаборатории.

## **5.2 Мониторинг воздействия на водные объекты**

Мониторинг воздействия на водные объекты предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные объекты рассматриваемого района, а также рациональное использование водных ресурсов.

### **5.2.1 Водоснабжение месторождения Дунга**

Источниками водоснабжения на месторождении Дунга являются:

- привозная бутилированная питьевая вода;
- пресная вода из системы водоснабжения ТОО «МАЭК – Казатомпром», доставляемая автотранспортом;
- морская вода.

#### Бутилированная питьевая вода.

Питьевая вода на месторождении будет поставляться согласно договору на платной основе. Бутилированная питьевая вода относится к пищевым продуктам, в соответствии с Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 N301-3 "О безопасности пищевой продукции" и Техническим регламентом "Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости", утвержденным постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 июня 2008 года N551. Безопасность и качество поставляемой питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Для хозяйственно-бытовых и технических целей, а также для приготовления пищи вода, на договорной основе, доставляется на месторождение Дунга автотранспортом подрядной компании из системы водоснабжения ТОО «МАЭК – Казатомпром».

Вода на месторождении хранится в емкостях. Для хоз-бытовых нужд предусмотрены две емкости, объемом 16 м<sup>3</sup> каждая. Питьевая вода, используемая для приготовления пищи в столовой месторождения Дунга, хранится в емкости объемом 10 м<sup>3</sup>.

Также на месторождении предусмотрены два пожарных резервуара объемом 700 м<sup>3</sup>.

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 Постановления Правительства Республики Казахстан от 16 марта 2015 г. №209.

#### Вода для технологических и производственно-бытовых нужд

Для технологических нужд используется:

- вода из систем водоснабжения ТОО «МАЭК-Казатомпром»;
- морская вода.

Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд Компания также использует привозную питьевую воду с водовода ЦУВС-2 МАЭК, получаемую от ТОО «МАЭК-Казатомпром» по Договору. Мониторинг качества поставляемых хозяйственно-бытовых и технологических вод осуществляет поставщик продукции.

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 проведении КРС, в системе ППД и других 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 KZ94VTE00067370 от 14.06.2021 г., со сроком действия до 18.05.2026 г.

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 (оголовка, 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 – 10-100 кг; гравий – 50-150 мм; гравий – 10-50 мм.

Анализ качественного состава морской воды по 6-ти компонентам проводит производственная 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.

#### Попутная пластовая вода

Пластовая вода, образующаяся в процессе подготовки нефти, поступает на сепаратор, резервуары для пластовой воды, и далее закачивается обратно в пласт. Сброс подземных вод в подземные водоносные горизонты нагнетательных скважин осуществляется согласно разрешению № KZ15VTE00067531 Серия «Каспийское море» (сброс) от 16.06.2021, со сроком действия до 18.05.2026 г.

### **5.2.2 Сточные воды**

В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности месторождения Дунга образуются следующие виды сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- производственные стоки.

На месторождении Дунга предусмотрены две отдельные системы сбора сточных вод.

#### Хозяйственно-бытовые сточные воды

Хозяйственно-бытовые сточные воды, поступающие от столовых, административно-бытового комплекса, пожарного депо и других объектов, предназначенных для хозяйственно-бытового обслуживания месторождения Дунга, по системе канализационного трубопровода собираются в подземную дренажную емкость, объемом 30 м<sup>3</sup>.

По мере накопления, сточные воды откачиваются в автоцистерну и вывозятся спецавтотранспортом на очистные сооружения города Актау специализированной подрядной компанией, оказывающей услуги на договорной основе.

Утилизация сточных вод должна осуществляться в соответствии с «Правилами приема сточных вод в системы водоотведения населенных пунктов» (Приказ Министра национальной экономики РК №546 от 20 июля 2015 г.).



### Производственные сточные воды

Ливневые воды и производственные стоки собираются системой ливневой канализации в подземную дренажную ёмкость. Вывоз воды из подземной дренажной емкости к местам утилизации осуществляется специализированной подрядной организацией, на договорной основе.

В связи с тем, что образующиеся сточные воды передаются сторонним организациям на договорной основе, мониторинг сточных вод настоящей Программой не предусматривается.

В связи с отсутствием накопителей и системы очистки сточных вод на месторождении Дунга, мониторинг воздействия в районе месторождения не предусматривается.

### **5.3 Мониторинг подземных вод**

Для наблюдения за возможным влиянием производственной деятельности Филиала компании «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» на состояние подземных вод на месторождении Дунга создана сеть гидрогеологических скважин.

Мониторинговая сеть состоит из 7-ми скважин, пробуренных ТОО «Мангистау-Мониторинг» в 2002-2008 годах, 3-х скважин, пробуренных ТОО «Мангистау-ГеоСервисПроект» во втором квартале 2012 года и 9-ти скважин, пробуренных ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис»

в 2013-2016 годах. Мониторинговая скважина №10 была повреждена в конце 2014 года. Восстановление скважины было проведено во 2 полугодии 2015 года. В 2017 году была пробурена дополнительная скважина №20.

В конце 2018 года было проведено бурение и обустройство мониторинговой скважины Н-21, а также замена ограждений и бетонирование устьев скважин Н-3 и Н-4. В марте 2019 года дополнительно была пробурена скважина Н-22 и проведены работы по замене ограждений и бетонирование устьев скважин Н-5, Н-8 и Н-15.

В 2021-2022 гг. пробурены и обустроены мониторинговые скважины Н-23 глубиной 82,0 м и Н-24 глубиной 75,0 м, также обустроены СЭП-23 и СЭП-24 на прилегающих к скважинам участках. По пробуренным скважинам Н-23 и Н-24 был получен водоприток.

В настоящее время мониторинговая сеть включает 24 скважины.

При этом, в силу специфических гидрогеологических условий района, обусловленных наличием первого от поверхности локально-водоносного горизонта, 10-ть из пробуренных мониторинговых скважин на месторождении безводны.

Мониторинговые скважины №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 12, 15 и 20, по результатам наблюдений последних лет, подземных вод не содержат. На данных скважинах настоящей Программой предусматриваются дальнейшие наблюдения за уровнем режимом. При повышении уровня подземных вод на вышепречисленных мониторинговых скважинах должен производиться отбор и последующий лабораторный анализ проб.

Настоящей Программой ПЭК предусматривается проведение наблюдений по мониторинговым скважинам **№№ 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 24** с отбором пробы воды для проведения лабораторных исследований.

В таблице 5.3 представлен перечень и координаты мониторинговых скважин, оборудованных для наблюдений за подземными водами на месторождении Дунга.

**Таблица 5.3 Координаты мониторинговых гидрогеологических скважин на месторождении Дунга**

№ мониторинговых скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта –N	долгота – E
Скв. Н-1	44°02'35,05"	51°03'21,0"
Скв. Н-2	44°03'18,1"	51°05'43,9"
Скв. Н-3	44°01'46,6"	51°05'53,1"
Скв. Н-4	44°04'36,5"	50°59'20,9"
Скв. Н-5	44°01'38,7"	51°01'40,3"
Скв. Н-6	44°02'04,414"	51°03'25,237"
Скв. Н-7	44°04'07,4"	51°03'38,3"
Скв. Н-8	44°04'00,832"	51°07'44,909"
Скв. Н-9	44°01'27,92"	51°07'51,073"
Скв. Н-10	44°01'26,48"	51°07'39,314"
Скв.Н-11	44°01'35,593"	51°04'04,307"
Скв.Н-12	44°01'12,34"	51°05'43,467"
Скв.Н-13	44°04'40,139"	51°05'49,341"
Скв. Н-14	44°05'08,533"	51°03'56,163"
Скв.Н-15	44°04'48,615"	51°00'38,701"
Скв.Н-16	44°03'19,864"	51°01'21,704"
Скв. Н-17	44°06'10,0"	51°06'50,0"
Скв.Н-18	44°03'18,888"	51°03'15,007"
Скв.Н-19	44°03'05,7"	51°03'17,614"
Скв.Н-20	44°02'50,0"	50°57'25,0"
Скв.Н-21	44° 02' 41,4"	51° 07' 28,4"
Скв.Н-22	44° 02' 37,3"	51° 08' 40,5"
Скв.Н-23	44°05'17.115"	51°05'30.080"
Скв.Н-24	44°04'31.651"	51°07'07.588"

### 5.3.1 Оборудование и материалы при мониторинге подземных вод

При проведении мониторинга подземных вод специалисты подрядной организации должны быть оснащены оборудованием и снаряжением, необходимым для проведения наблюдений и отбора проб, а также приборами для определения местоположения объектов на местности (GPS). Перечень основного используемого оборудования при проведении полевых работ и его характеристика представлены в таблице 5.4.

**Таблица 5.4 Перечень основного оборудования и его назначение**

Оборудование	Назначение
Термометр	Измерение температуры воды
Уровнемер или гидрогеологическая рулетка	Замеры уровня воды в скважине
pH-метр	Определение pH среды подземных вод
Насос погружной	Прокачка скважин и отбор проб воды
Электрогенератор или АКБ	Для электропитания насоса
Пробоотборник погружной	Отбор проб воды
Бутылки из темного стекла для отбора проб воды на содержание углеводов	Для проб воды
Пластиковые бутылки для отбора проб воды на контролируемые показатели	
Термобоксы с охлаждающими элементами	Для размещения отобранных проб и мелкого оборудования

### 5.3.2 Контролируемые показатели и периодичность контроля

При проведении мониторинга подземных вод в скважинах должны определяться:

- уровень водного зеркала;
- температура подземных вод.

До процедуры отбора проб из скважин должна проводиться прокачка застойного столба воды. Пробы подземных вод отбираются для последующего лабораторного анализа только после прокачки воды из скважин и установления уровня, достаточного для отбора пробы.

Перечень контролируемых веществ и показателей в пробах подземных вод первого водоносного горизонта представлен в Таблице 5.5. Периодичность проведения мониторинга подземных вод – **1 раз в полугодие**.

**Таблица 5.5 График мониторинга воздействия на водном объекте (гидрогеологические скважины)**

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, (мг/дм <sup>3</sup> )	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
1	Скв. Н-8	Сухой остаток	-	1 раз в полугодие	В соответствии с областью аккредитации испытательной лаборатории (ИЛ)
2	Скв. Н-9	Хлориды	-		
3	Скв. Н-10	Сульфаты	-		
4	Скв. Н-11	Гидрокарбонаты	-		
5	Скв.Н-13	Нитриты	-		
6	Скв. Н-14	Нитраты	-		
7	Скв.Н-15	Фториды	-		
8	Скв.Н-16	Натрий	-		
9	Скв. Н-17	Калий	-		
10	Скв.Н-18	Кальций	-		
11	Скв.Н-19	Магний	-		
12	Скв.Н-21	Аммоний солевой	-		
13	Скв.Н-22	Железо общее	-		
14	Скв.Н-23	Сероводород	-		
15	Скв.Н-24	Взвешенные вещества	-		
		рН	-		
		ХПК	-		
		БПК5	-		
		СПАВ	-		
		Фенолы	-		
		Нефтепродукты	-		
		Медь	-		
		Цинк	-		
		Свинец	-		
		Никель	-		
		Кадмий	-		
		Кобальт	-		
		α- и β- радиоактивность	-		

Лабораторный анализ проб подземных вод осуществляется испытательными лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК, согласно методам выполнения измерения, приведенным в паспорте испытательной лаборатории.

Используемые при полевых замерах и лабораторных анализах средства измерения должны иметь действующие свидетельства о прохождении ежегодной поверки СИ.

Результаты определения концентраций контролируемых веществ в подземных водах оформляются в виде протоколов испытаний и заверяются печатью испытательной лаборатории.

#### **5.4 Мониторинг воздействия на почвы**

Мониторинг воздействия на почвы выделяется в общей системе производственного экологического мониторинга окружающей среды на уровне подсистемы и включает в себя:

- ведение периодического мониторинга, обеспечиваемого организацией стационарных экологических площадок (СЭП) для слежения за изменением состояния почв с установленной периодичностью;
- ведение оперативного мониторинга аварийных, других нештатных ситуаций, вызывающих негативные изменения почвенно-растительного покрова, а также на рекультивированных участках – по мере появления таких участков.

##### Оперативный мониторинг.

Проведение оперативного мониторинга диктуется необходимостью постоянного визуального контроля за состоянием нарушенности и загрязненности почвенно-растительного покрова с целью выявления аварийных участков разливов нефти и нефтепродуктов, механических нарушений в местах проведения строительных работ и на участках рекультивации почв. Выявление таких мест обеспечивается специалистами отдела по охране окружающей среды на основании анализа планов проведения работ, журналов регистрации отказов на месторождении, путем визуальных обследований.

На выявленных участках, где обнаружены загрязнение и механические нарушения, необходимо проведение мероприятий по их очистке и рекультивации. После ликвидации нарушений в границах зоны их влияния разрабатывается схема последующего мониторинга, выбираются репрезентативные площадки для проведения наблюдений за состоянием загрязнения и нарушенности почв. Такие площадки переходят в разряд постоянно действующей сети мониторинга в качестве дополнительных точек наблюдений. В дальнейшем наблюдения на них проводятся по схеме производственного мониторинга на СЭП, в которую могут быть включены дополнительные параметры, определяемые спецификой нарушений и загрязнения. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

##### Мониторинг воздействия на почвы

Мониторинг воздействия на почвы является составной частью системы производственного мониторинга и проводится с целью:

- своевременного выявления и контроля изменений структуры почвенного покрова и состояния почв под влиянием нефтедобычи и связанной с ней производственной деятельностью;
- оценке, прогнозу и разработке рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;
- созданию информационного обеспечения мониторинга почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.



Мониторинг на СЭП является основным в звене производственного мониторинга почв.

СЭП представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) квадратной формы, с размером сторон 10 на 10 метров, расположенный в типичном месте характеризуемого участка территории (Научно-методические указания по мониторингу земель Республики Казахстан, 1993).

Местоположение СЭП фиксируется на плановой основе, с помощью GPS осуществляется географическая привязка.

При мониторинге загрязнения почв на СЭП наблюдения ведутся как за содержанием приоритетных загрязняющих химических веществ, так и за общими физико-химическими показателями, характеризующими устойчивость почв к загрязнению.

Места заложения СЭП на месторождении Дунга были выбраны в предыдущие годы проведения мониторинга, с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Территориальная сеть, созданная в предыдущие годы из 24-х пунктов наблюдения на месторождении Дунга, должна характеризовать весь комплекс техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов. Экологические площадки на месторождении закладывались таким образом, чтобы наблюдения велись на преобладающих почвах различного уровня загрязнения.

Количество заложенных СЭП было определено площадью месторождения Дунга, наличием сложных инженерно-технических сооружений, экологическим состоянием земель и сложностью ландшафтных условий.

Наблюдения, проведенные в предыдущие годы, показали, что состояние почвенного покрова остается относительно стабильным, поэтому в дальнейшем на наблюдательных точках СЭП, настоящей Программой предусматривается продолжение проведения мониторинга почв на 24-х СЭП. Координаты стационарных экологических площадок для отбора проб почв представлены в таблице 5.6.

**Таблица 5.6 Географические координаты точек мониторинга почв (СЭП)**

№ точек мониторинга	Координаты точек мониторинга (СЭП)	
	широта –N	долгота – E
СЭП-1	44° 02' 35,05	51° 03' 21,0"
СЭП-2	44° 03' 18,1"	44° 03' 18,1"
СЭП-3	44° 01' 46,6"	51° 05' 53,1"
СЭП-4	44° 04' 36,5"	50° 59' 20,9"
СЭП-5	44° 01' 38,7"	51° 01' 40,3"
СЭП-6	44° 02' 04,414"	51° 03' 25,237"
СЭП-7	44° 04' 07,4"	51° 03' 38,3"
СЭП-8	44° 04' 00,832"	51° 07' 44,909"
СЭП-9	44° 01' 27,92"	51° 07' 51,73"
СЭП-10	44° 01' 26,48"	51° 07' 39,314"
СЭП-11	44° 01' 35,593"	51° 04' 04,307"
СЭП-12	44° 01' 12,34"	51° 05' 43,467"
СЭП-13	44° 04' 40,139"	51° 05' 49,341"
СЭП-14	44° 05' 08,533"	51° 03' 56,163"
СЭП-15	44° 04' 48,615"	51° 00' 38,701"
СЭП-16	44° 03' 19,864"	51° 01' 21,704"

№ точек мониторинга	Координаты точек мониторинга (СЭП)	
	широта –N	долгота – E
СЭП-17	44° 06' 10,0"	51° 06' 50,0"
СЭП-18	44° 03' 18,888"	51° 03' 15,007"
СЭП-19	44° 03' 05,7"	51° 03' 17,614"
СЭП-20	44° 02' 50,0"	50° 57' 25,0"
СЭП-21	44° 02' 41,4"	51° 07' 28,4"
СЭП-22	44° 02' 37,3"	51° 08' 40,5"
СЭП-23	44°05'17.115"	51°05'30.080"
СЭП-24	44°04'31.651"	51°07'07.588"

При проведении мониторинга воздействия на почвы должны быть отобраны пробы для последующего лабораторного определения содержания тяжелых металлов и нефтяных углеводородов:

- валовые формы (Pb, Cd);
- подвижные формы (Cu, Zn, Ni, Co);
- общего содержания углеводородов (нефтепродуктов).

Отбор проб почв выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.3.01-83 "Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб почвы" и ГОСТ 17.4.4.02-84 "Охраны природы. Почвы. Методы отбора проб и подготовка проб к химическому, бактериологическому и гельминтологическому анализам".

Отбор проб на содержание в почвах подвижных и валовых форм тяжелых металлов, а также нефтяных углеводородов, осуществляется на 24-х СЭП, размером 10 x 10 м. С целью получения репрезентативной пробы по углам и в центре площадки («методом конверта») в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84, осуществляется отбор точечных проб почв на необходимую глубину (0-5 и 5-20 см). Пять точечных проб из одного горизонта помещаются в контейнер и тщательно перемешиваются. Из перемешанной массы отбирается средняя объединенная проба почвы.

Периодичность проведения мониторинга воздействия на почвы - **1 раз в полгода.**

**Таблица 5.7 Мониторинг уровня загрязнения почв**

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
СЭП-1 СЭП-2 СЭП-3	Нефтяные углеводороды	100,0*	1 раз в полгода	ИК-спектрометрия или хроматография
СЭП-4 СЭП-5 СЭП-6	Медь (подвижная форма)	3,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
СЭП-7 СЭП-8 СЭП-9	Цинк (подвижные формы)	23,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
СЭП-10 СЭП-11 СЭП-12 СЭП-13	Свинец (валовое содержание)	32,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
СЭП-14 СЭП-15 СЭП-16	Никель (подвижная форма)	4,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия

СЭП-17 СЭП-18 СЭП-19 СЭП-20	Кобальт (подвижная форма)	5,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
СЭП-21 СЭП-22 СЭП-23 СЭП-24	Кадмий (валовое содержание)	-	1 раз в полгода	спектрофотометрия

\* Ввиду отсутствия установленных нормативов по содержанию нефтепродуктов для почв Казахстана, принята величина ПДК нефти по влиянию на санитарный режим почв и установленная в 100 мг/кг для месторождений «Жетыбай» и «Каражанбас» (Нормативы предельно допустимых концентраций..., 2004).

## 6 МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Мониторинг биоразнообразия проводится по всей контрактной территории месторождения Дунга, с целью предотвращения риска уничтожения и невозможности воспроизводства объектов растительного и животного мира.

### 6.1 Мониторинг растительности

Мониторинг растительности в 2024 году будет проводиться на всей территории месторождения Дунга, с целью выявления участков, наиболее подверженных техногенной нагрузке.

Периодичность проведения мониторинга растительности - два раза в год (во второй половине весны и в начале осени). Периодичность определена, исходя из состава растительности исследуемой территории, где активную роль играют коротковегетирующие виды (эфемеры и эфемероиды) и наблюдается два вида вегетации (весенний – эфемеров и эфемероидов и осенний – полукустарничков).

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Динамика растительности изучается по общепринятой геоботанической методике (*Полевая геоботаника, 1964...*).

Особое внимание при мониторинге должно уделяться соотношению коренных и синантропных видов растений - растительных видов, стратегия которых выражается в адаптационной способности в местах обитания, измененных деятельностью человека.

Признаки отклонений от нормального развития у растений могут выражаться в виде:

- вторичного цветения, наблюдающегося иногда в конце осени;
- хлороз листьев, исчезновение (отсутствие) зеленой окраски листьев у вегетирующих видов;

- некроз листьев и стеблей, появление на органах растений отмирающей ткани (изменение растения на клеточном уровне);
- гигантизм, разрастание отдельных растений до необычно мощных, сильно разветвленных, «жирных» экземпляров;
- разрастание веток и листьев в форме тугих «шишек» - побегов с укороченными междоузлиями;
- массового образования галлов - округлых разросшихся утолщений диаметром до 1 см на побегах этого года.

Мониторинг растительного покрова будет проводиться на всей территории месторождения Дунга, путем совершения автомобильных поездок и пеших маршрутов.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

Результаты мониторинга растительности, с прилагаемыми описаниями и фотографическими материалами, сделанными в периоды обследования месторождения, оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2024 год.

## 6.2 Мониторинг представителей животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры производственных объектов месторождения Дунга. Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга биоразнообразия, поэтому обязательны, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- мониторинговые площадки;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- выделение наиболее чувствительных для животных участков месторождения.

Методика проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных. Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Мониторинг уровня численности и видового разнообразия представителей фаунистического сообщества должны проводиться по стандартным методикам маршрутных учётов, описанным в том числе в следующей литературе - Новиков Г.А., *Полевые исследования экологии наземных позвоночных животных. Советская наука, 1949 г.* Карпов А.А. и соавт. Опыт использования мониторинга массовых видов пустынных млекопитающих в качестве индикатора экологического благополучия. - В кн. : *Научные основы решения экологических проблем Джамбульской области. Джамбул, 1992.* Челинцев Н.Г. *Методы учета животных на маршрутах// Экология и особенности охраны животного мира. М. 1985. С. 74 – 81.* Фенюк Б.К., Пастухов Б.Н., Семенов Н.М. *Организация и методические*



*принципы учета численности грызунов противочумными учреждениями// Организация и методы учета птиц и вредных грызунов. Изд-во АН СССР, М., 1963, С.152 -158).*

На учётных маршрутах в ширине полосы 6-8 метров визуально будут учитываться пресмыкающиеся (Reptilia), в полосе 30 метров - грызуны (Rodentia) и мелкие хищники (Mustelidae), зайцеобразные (Leporidae), хищники (Canidae), а в пределах видимости - пернатые (Aves). Будут исследоваться норы, тропы, биологические остатки, следы представителей животного мира, а также маршруты их миграционных перемещений. При обследовании будут определяться следующие категории объектов фауны: - часто встречающиеся виды, доминирующие виды, виды эндемики и редкие виды, внесённые в Красную Книгу Казахстана, потенциально угрожаемые и уязвимые виды, мигрирующие, оседлые и гнездящиеся виды птиц. Будут учитываться и отмечаться гнёзда пернатых, определяться характер распределения объектов фауны по обследуемой территории месторождения. В процессе обследования животного мира будут оцениваться условия обитания, возможность размножения, кормовая база, наличие и характер убежищ млекопитающих (Mammalia), пернатых (Aves) пресмыкающихся (Reptilia) и земноводных (Amphibia).

Фаунистические мониторинговые площадки. Места закладки фаунистических контрольных и мониторинговых площадок будут определяться при непосредственном обследовании территории месторождения Дунга.

Результаты наблюдений на фаунистических площадках послужат материалом для последующего сравнительного анализа.

На участках фаунистических наблюдений фиксируются характер растительности и рельефа местности, погодные условия, время наблюдений. При проведении фаунистических исследований обязательной является фотосъёмка мест обитания и, при возможности, представителей животного мира.

По результатам фаунистического обследования будут определяться факторы, угрожающие нормальной жизнедеятельности представителей фаунистического комплекса, а также характер и степень антропогенного воздействия. Особенное внимание должно и будет уделяться определению видового состава и численности редких и исчезающих представителей фауны, внесённых в Красную Книгу Казахстана и МСОП.

**Периодичность наблюдений.** Наблюдения за представителями животного мира рекомендуется проводить **дважды в год в весеннее-летний и осенний периоды**, что связано, главным образом, с периодом миграции птиц – основных представителей животного мира в регионе.

При проведении наблюдений на СЭП особое внимание уделяется следующим видам животных:

- редким, исчезающим и особо охраняемым видами, внесенным в Красную книгу Казахстана;
- индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

При проведении исследований фаунистических исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых впоследствии будут рекомендованы особые мероприятия по снижению антропогенной нагрузки.

Результаты мониторинга представителей животного мира, с прилагаемыми описаниями и фотографическими материалами, сделанными в периоды наблюдений, оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2024 год.

## 7 РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ

Проанализировав материалы ранее проведенных радиологических исследований и радиационного мониторинга на нефтепромыслах Западного Казахстана установлено, что ранее отмечались локальные повышения гамма-активности на технологических трубопроводах, насосах и сепараторах при циркуляции пластовой воды в замкнутой системе ППД. Данные повышения непосредственно связаны с процессами десорбции радионуклидов из растворов и отложении их в виде солей на внутренних поверхностях технологических трубопроводов и иного оборудования, имевшего контакт с водонефтяной эмульсией. Ввиду того, что при длительной эксплуатации промыслового и технологического оборудования возможно увеличение закрытых источников ионизирующего излучения, представленного технологическим оборудованием с отложениями радиоактивных солей, настоящей Программой предусматривается проведение радиационного мониторинга для действующего технологического и промыслового оборудования.

В настоящее время, технология эксплуатации предусматривает возврат пластовых вод в продуктивные пласты. Поэтому радионуклиды, осаждающиеся на внутренних поверхностях технологического оборудования, будут относить данное оборудование к закрытым источникам ионизирующего излучения. Потенциальную угрозу населению и окружающей среде такие источники могут представлять только при выводе загрязненного оборудования из эксплуатации, его демонтаже и отправке в места временного хранения металлолома.

Радиационно-дозиметрическое обследование на месторождении Дунга проводится с 2003 года. Объектами обследования являются:

- скважинное и технологическое оборудование;
- территория, примыкающая к скважинам;
- места постоянного присутствия персонала.

Результаты проведенных в последние годы радиологических исследований на месторождении Дунга не выявили значений мощности дозы гамма-излучения, превышающих нормативные уровни исследования и вмешательства.

С целью недопущения загрязнения окружающей среды и утери контроля над закрытыми источниками ионизирующего излучения в рамках радиационного мониторинга в 2024 году будет продолжено проведение радиационно-дозиметрического контроля, действующего технологического и промыслового оборудования, а также рабочих мест операторов и другого задействованного в работе с оборудованием персонала.

Объектами радиационного мониторинга, на которых в обязательном порядке должны выполняться измерения мощности дозы гамма-излучения в 2024 г., являются следующие производственные объекты:

#### **На территории ЦПС:**

- Насосная нефти и ППД;
- Резервуары РВС-2000 (Т-101, Т-102, Т-103, Т-104);
- Сепараторы пластовой воды (Р-602, Р-603);
- Контейнеры для хранения нефтешлама;
- Емкость V-902.

#### **На территории месторождения:**

- Площадки проведения капитального ремонта скважин (КРС);
- Места складирования труб НКТ;

#### **На территории площадки для хранения излишков производства:**

- Места хранения оборудования (труб, задвижек и т.д.).

#### **Групповые замерные установки:**

- Спутник 101, 103;
- Спутник К-15, L-15.

#### **Территория вахтового поселка и АБК:**

- Места проживания и постоянного нахождения персонала.
- Здание административного офиса.

#### **Фоновые точки радиационного мониторинга на границе СЗЗ:**

- 2 точки на границе СЗЗ, совпадающие с точками мониторинга атмосферного воздуха (точка D5 на юго-западной границе ССЗ и точка D6 на западной границе СЗЗ).

В рамках радиационного мониторинга Программой также предусматривается отбор пробы пластовой воды для определения суммарной альфа- и бета- активности естественных радионуклидов.

Периодичность отбора и анализа проб пластовой воды - **1 раз в год.**

### **7.1 Методы выполнения измерений при радиационном мониторинге**

Методология мониторинговых работ заключается в определении эквивалентной дозы внешнего облучения на основе радиометрических замеров мощности дозы (МД) на технологическом оборудовании и на рабочих местах персонала.

При проведении радиационного мониторинга на месторождении Дунга особое внимание должно быть уделено радиационному состоянию на площадках ГЗУ, водяных коллекторах, нефтяных резервуарах, горизонтальных отстойниках, буферных емкостях, контейнерах для хранения нефтешлама, местам временного складирования НКТ-труб. При проведении данного вида работ обязательным является проведение замеров мощности эквивалентной дозы гамма-излучения (МД) в нескольких контрольных точках на каждом обследуемом технологическом объекте.

Для снятия радиометрических показаний на линейных объектах детектор радиометра должен помещаться, преимущественно, в места изгибов трубопроводов, так как именно здесь со временем происходит накопление радиоактивных солей и шламов. Расстояние от детектора радиометра до измеряемого объекта должно составлять - не более 0,1 метра.

При оценке радиоактивного загрязнения резервуарного парка, буферных емкостей, сепараторов методика выполнения измерений состоит в том, что радиолог производит замеры по периметру днища емкости, последовательно обходя емкость и фиксируя полученные значения в полевом журнале. Для снятия радиометрических показаний, детектор радиометра помещается непосредственно к обследуемому объекту, на расстояние не более 0,1 метра.

Периодичность проведения радиационного мониторинга - **1 раз в год.**

Используемая аппаратура - переносной радиометр-дозиметр, прошедший ежегодную государственную поверку.

В случае нештатной ситуации, а также подозрений на аварии и на нарушение герметичности технологического оборудования должен производиться оперативный контроль. При этом обследуется радиационная загрязненность территории в местах аварий и наличие избыточных концентраций радионуклидов в почве. Оперативный контроль может выполняться также по требованию надзорных органов.

При проведении работ должны соблюдаться правила радиационной безопасности. Применяемые средства измерения должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом, должны выполняться сотрудниками аккредитованных испытательных лабораторий, прошедшими обучение по проведению пешеходной гамма-съемки. Для проведения радиационного мониторинга, Испытательная лаборатория помимо сертификата аккредитации ИЛ должна иметь лицензию на право проведения радиоэкологических исследований на территории РК.

## **8 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ**

При проведении производственных операций на месторождении Дунга эксплуатируется шумогенерирующее, виброгенерирующее оборудование и техника, являющиеся источниками воздействия на персонал и окружающую среду.

С целью получения информации о воздействии физических факторов Программой предусматривается проведение мониторинга воздействия физических факторов - шума и вибрации. Проведение замеров уровней шума и вибрации предусматривается в местах постоянного нахождения персонала - на территории производственных площадок основного технологического оборудования ЦПС:

- печи подогрева нефти;
- компрессорная станция;
- насосная экспорта нефти;
- насосная ППД.

Измерение параметров физических факторов должно выполняться испытательными лабораториями, аккредитованными на право проведения данных видов работ. Работы должны выполняться в соответствии с действующими на территории РК законодательными и нормативными документами.

Результаты измерений уровней шума анализируются в соответствии с «Гигиеническими нормативами к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (№ ҚР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года).

Используемые технические средства должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

По результатам обследования оформляются протоколы для каждого из обследованных объектов.

Периодичность проведения мониторинга воздействия физических факторов – **1 раз в год.**

## **9 МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

### **9.1 Обеспечение качества при инструментальных замерах на промплощадках**

При использовании переносного газоанализатора промышленных выбросов сотрудниками испытательной лаборатории непосредственно перед началом инструментальных замеров проводятся регламентные процедуры калибровки прибора.

#### Нулевая калибровка – система самопроверки

При включении прибор автоматически начинает нулевую калибровку. При выполнении нулевой калибровки анализатор должен закачивать воздух окружающей среды. Чистый воздух выступает в роли образца газа для регулировки всех сенсорных датчиков. Процесс калибровки длится 60 секунд и не может быть прерван. По окончании калибровочного цикла сенсорные датчики должны показывать нулевые показания в атмосферном воздухе. Данные условия служат основанием для выполнения замеров.

Ежегодно осуществляется поверка газоанализатора в специализированной поверочной лаборатории с использованием соответствующих контрольных образцов газов. Концентрации газов должны быть в рамках диапазона измерений прибора. По результатам поверки выдается сертификат государственного образца.



При отборе проб атмосферного воздуха на сорбционные трубки сотрудники полевой группы и аналитической лаборатории руководствуются в своей работе требованиями и регламентными процедурами для отбора и анализа проб, описанными в нормативных документах, прошедших учетную регистрацию в РК.

При использовании радиометрической аппаратуры в полевых условиях проводится ежедневное снятие контрольных показаний дозиметров-радиометров на эталонных (фоновых) площадках и, при необходимости, производится калибровка измерительной аппаратуры с использованием контрольного источника. Данная процедура должна выполняться в строгом соответствии с методикой выполнения измерений и калибровки.

## 9.2 Обеспечение качества инструментальных измерений в лаборатории

Подготовка и исследование всех проб в аналитической лаборатории проводятся в течение срока анализа, указанного в методе испытаний. Срок анализа отсчитывается с момента отбора пробы. Время на подготовку пробы на исследование определяется с момента отбора пробы до времени окончания процесса подготовки, указанного в методе испытаний, до начала любой необходимой процедуры по очистке экстракта или уменьшения объема. Для методов испытаний, которые нуждаются в предварительной подготовке перед исследованием, время на проведение исследования отсчитывается от конца подготовки пробы до окончания аналитического исследования, включая разбавления, подтверждение во второй колонке и все необходимые повторные исследования. Если проба не нуждается в предварительной подготовке (например, экстракции), время на проведение исследования отсчитывается от момента отбора пробы до времени окончания аналитического исследования, включая разбавления, подтверждение во второй колонке и все необходимые повторные исследования.

Контроль качества измерений в испытательной лаборатории проводится в соответствии с утвержденными в области аккредитации документами. Инструкция по организации и порядку проведения лабораторного контроля качества измерений» и подразделяется на:

- Внутри лабораторный контроль качества;
- Внешний контроль качества.

Средствами контроля качества измерений служат контрольные образцы – внешние и лабораторные для оценки правильности, точности и воспроизводимости результатов измерений. Контрольный образец – проходит все стадии подготовки и анализа, также как и исследуемые пробы.

При проведении анализа проб обязательны следующие процедуры и элементы внутреннего контроля качества измерений:

- Определение предела обнаружения метода (MDL) – минимально определяемая концентрация (MDL - detection limit);
- Проверка работы СИ – калибровка прибора, проверка начальной калибровки по стандарту из второго источника, допустимый критерий отклонения в %;
- Использование утвержденного лабораторного стандартного образца (LCS) для метода анализа (quality control standards) и объекта анализа;
- Используемых холостых (нулевых) проб (blank);
- Расчет процентной воспроизводимости R от истинного значения, полученное при анализе LCS в %.

Для калибровок используются ГСО (государственный стандартный образец), внесенные в Реестр ГСО РК. ГСО используются с соблюдением сроков годности. Приготовление стандартных материалов из ГСО проводится в соответствии с инструкциями по применению и паспортами ГСО.

Испытательная лаборатория проверяет все услуги и запасы, влияющие на качество перед использованием в исследованиях. Требования к материалу по методу испытания могут быть использованы для установления критериев пригодности этих материалов. Чистота реактивов проверяется в ходе исследования контрольного образца. Список материалов и реактивов заносится в специальный журнал, где указывается изготовитель, чистота реактивов, срок изготовления, условия хранения и срок годности.

## **10 ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА**

### **10.1 Внутренние проверки**

В соответствии с Экологическим кодексом РК компания осуществляет внутренние проверки соблюдения экологического законодательства РК и сопоставление результатов производственного экологического контроля с условиями экологического и иных разрешений.

В ходе производственного контроля проводятся проверки:

#### по охране атмосферного воздуха:

- соблюдение экологических требований в области охраны атмосферного воздуха;
- наличие графиков инструментального, инструментально-лабораторного, либо расчетного контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ;
- соответствие результатов по фактическим выбросам загрязняющих веществ в атмосферу установленным нормативам;
- выполнение мероприятий по снижению выбросов в атмосферу;
- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
- выявление фактов нового строительства, ввода в эксплуатацию, реконструкции, расширения объектов и агрегатов, имеющих выбросы, с нарушениями
- требований экологического законодательства;
- контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы;
- правильность и своевременность предоставления отчетных данных для расчета выбросов в ходе производственных работ.

#### по охране и использованию водных ресурсов:

- соблюдение экологических требований и выполнение мероприятий по охране водных ресурсов;
- использование рыбозащитных устройств в соответствии с технологическими условиями (при заборе морской воды);
- проведение контроля за сбором и вывозом сточных вод;
- контроль над ведением учета забора морской воды;



- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
- контроль за выполнением условий, установленных в заключении государственной экологической экспертизы.

по охране земельных ресурсов:

- соблюдение экологических требований в области охраны земельных ресурсов;
- защита земель от загрязнения отходами производства и потребления, потенциально опасными химическими, биологическими и радиоактивными веществами;
- обеспечение рекультивации земель, нарушенных в результате аварийных ситуаций на производстве;
- контроль за выполнением условий, установленных в нормативных актах, разрешениях на эмиссии, проектах размещения отходов, технических проектах и заключении государственной экологической экспертизы на эти документы;
- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля.

по отходам производства и потребления:

- контроль за системой образования, сбора, временного хранения, транспортировки, размещения и переработки различных видов отходов.

по радиационной обстановке:

- соблюдение технологических регламентов производства в части предупреждения радиоактивного загрязнения объектов и факторов окружающей среды.

Производственный контроль на объектах месторождения Дунга осуществляется согласно Плану внутренних проверок, разработанному Филиалом «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК. Плановые проверки проводятся в соответствии с Графиком проведения плановых аудитов на 2024 год на объектах месторождения Дунга. В плановых проверках принимают участие специалисты отдела ОТ, ТБ и ООС. План проверок разрабатывается ежегодно и может корректироваться в течение года в соответствии с производственным планом работ Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК (таблица 10.1).

**Таблица 10.1. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства**

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	Центральный пункт сбора нефти (ЦПС)	1 раз в квартал
2	Морская насосная	1 раз в квартал
3	Участок Капитальный ремонт скважин (КРС)	1 раз в квартал
4	Газотурбинная электростанция (ГТЭС)	1 раз в квартал
5	Установка системы подготовки и закачки пластовой и морской воды	1 раз в квартал
6	Коммерческий узел учета нефти (КУУН)	1 раз в квартал

## **10.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства**

По результатам производственного контроля, при выявлении нарушений, проверяющими специалистами составляется соответствующие производственные акты и отчеты, которые заносятся в систему Synergi.

Специалисты, ответственные за проведение внутренних проверок, регулярно отслеживают выполнение предписаний. Во время последующей проверки повторно проверяется выполнение предписаний непосредственно на объекте.

## **10.3 Порядок функционирования информационной системы**

В рамках Программы производственного экологического контроля Филиалом «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК определены методы и частота ведения учета, анализа и сообщения данных.

Информация, получаемая при осуществлении производственного экологического контроля на объектах Компании, условно разделяется на:

- текущую или оперативную;
- отчетную, включая обобщенные в электронной форме данные, рекомендации и прогноз.

Порядок представления данных для отчетных форм определен внутренней процедурой, в которой предусмотрено:

- подготовка данных экологическими службами подрядчиков;
- представление данных в отдел ТБ, ОТ и ООС;
- проверка, обобщение данных и заполнение необходимых форм отделом ТБ, ОТ и ООС;
- подготовка необходимых пояснительных записок и отчетов отделом ТБ, ОТ и ООС;
- представление отчетных форм в контролирующие органы охраны окружающей среды и статистические управления Мангистауской области.

Обработка оперативной информации мониторинговых наблюдений проводится по окончании каждого этапа полевых работ и получения результатов лабораторных исследований. Специалисты отдела ТБ, ОТ и ООС анализируют данную информацию, определяют ее значимость с точки зрения необходимости оперативного реагирования, и включают полученные данные в ежеквартальные бюллетени и отчеты. Специалисты отдела ТБ, ОТ и ООС осуществляют контроль за проведением анализов испытательной лабораторией, хранение аналитических результатов на бумажном носителе и в электронном виде, подготовку годового отчета. Специалисты отвечают за достоверность полученных данных, их обобщение с соответствующими пояснениями и выводами.

Информация, полученная и обобщенная специалистами отдела ОТ, ТБ и ООС Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК и экологическими службами подрядчиков в виде табличных, графических данных, сопровождаемых пояснительным текстом, предоставляется в уполномоченные органы в соответствии с графиком, согласно приложению к «Правилам разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденных приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250. Отчетность должна отражать полную информацию об исполнении программы за отчетный период.



Наряду с информационно-аналитическими отчетами ПЭК, контролирующим органам представляются годовые формы государственной статистической отчетности - Форма № 2-тп (воздух), Форма № 4-ОС и Отчет по инвентаризации отходов.

#### 10.4 Организационная и функциональная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля

В обязанности Департамента ОТ ТБ и ООС Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК входит организация производственного экологического контроля, заключающегося в функциях:

- проведение внутренних проверок на объектах месторождения с помощью лиц, ответственных за соблюдение экологического законодательства и техники безопасности на местах;
- организация мониторинговых работ;
- организация расследования нештатных ситуаций и определение плана природоохранных мероприятий по нормализации экологической обстановки;
- организация работ для получения экологических разрешений.

В ходе внутренних проверок контролируется:

- выполнение мероприятий, предусмотренных программой производственного экологического контроля;
- следование производственным инструкциям и правилам, относящимся к охране окружающей среды;
- выполнение условий разрешений;
- правильность ведения учета и отчетности по результатам производственного экологического контроля;
- экологическое состояние на объектах месторождения.

При проведении внутренних проверок обязательным требованием является рассмотрение ответственным лицом отчетов о предыдущей проверке, выполнения предписания государственных контролирующих органов. По окончании проверки ответственным лицом составляется отчет руководителю предприятия. В случае выявления в результате внутренних проверок нарушений составляется протокол с указанием нарушений и рекомендациями по их устранению.

**Таблица 10.2. Организационная и функциональная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля**

Вид контроля	Периодичность	Ответственное лицо
Контроль проведения инструктажа, обучения и проверки знаний сотрудников по ОТ, ТБ и ООС	Один раз в год	Управляющий по добыче, Инженер по ОТ, ТБ и ООС
Контроль за выполнением плана ППР оборудования и транспорта	Один раз в год	Начальник отдела техобслуживания, Главный механик
Проведение заседаний постоянно действующей комиссии (ПДК) по безопасности труда на ЦПС Дунга	Ежеквартально	Управляющий по добыче, Инженер по ОТ, ТБ и ООС
Контроль выполнения плана природоохранных мероприятий	Ежеквартально	Советник по экологии

Вид контроля	Периодичность	Ответственное лицо
Контроль выполнения программы ПЭК на месторождении	1 раз в квартал	Советник по экологии
Аудит по соблюдению экологического законодательства	Один раз в год	Советник по экологии
Контроль ведения экологической отчетности	Ежеквартально	Советник по экологии
Расчёт и контроль за осуществлением регулярных платежей за эмиссии в ОС	Ежеквартально	Советник по экологии

## 11 ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ

Основными условиями производственной деятельности на месторождении Дунга Филиала «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК являются предотвращение загрязнения окружающей среды и обеспечение безопасности всех проводимых работ, что возможно лишь при соблюдении всех технологических правил и инструкций.

Возникновение нештатных (аварийных) ситуаций может привести как к прямому, так и к косвенному воздействию на окружающую природную среду.

Оценка вероятности возникновения нештатной ситуации является весьма сложной задачей, зависящей не только от надежности технологической системы, но и от множества других факторов, отражающей взаимодействие человека и производства.

Планируемая деятельность на месторождении при выполнении проектных технологических требований не должна приводить к возникновению нештатной ситуации, но, тем не менее, нельзя полностью исключать возможность их возникновения.

При проведении работ по добыче и подготовке нефтегазового сырья, при эксплуатации технологического оборудования, к возникновению нештатных ситуаций могут привести:

- дефекты оборудования;
- нарушение технологического режима на ЦПС или УКПГ;
- неисправность техники и транспорта;
- ошибки персонала;
- экстремальные погодные условия.

Последствия таких аварий могут привести к загрязнению окружающей среды:

- разливы углеводородов или химических веществ;
- разливы топлива (ГСМ);
- взрывы и возгорания на ЦПС, УКПГ или других объектах.

Нештатные ситуации, связанные с проведением запланированных работ, имеют низкую вероятность возникновения.

В случае возникновения неконтролируемой ситуации на объектах месторождения компанией будут предприниматься все возможные меры по ее скорейшему прекращению, локализации и ликвидации последствий.

В этом случае Филиал «Тоталь Е энд П Дунга ГмбХ» в РК разработаны процедуры по реагированию и ликвидации аварийных ситуаций на месторождении Дунга:

- «План реагирования на чрезвычайные ситуации на месторождении Дунга»;
- «План ликвидации аварийных разливов нефти».

В данных документах определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

Более подробно действия персонала при аварийных ситуациях и меры по ликвидации последствий аварий описаны в вышеназванных процедурах.

Кроме того, согласно пункту 10 статьи 199 Экологического кодекса РК природопользователь обязан информировать уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о происшедших авариях с выбросом и сбросом загрязняющих веществ в окружающую среду в течение двух часов с момента их обнаружения.

### **11.1 Мониторинг в период нештатной ситуации**

Мониторинг в период возникновения нештатной ситуации отличается от аналогичных работ в период штатных работ частотой наблюдений и перечнем контролируемых компонентов. Цель мониторинговых наблюдений – определить последствия влияния данной аварии на компоненты окружающей среды.

По окончании аварийно-восстановительных работ мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования территории, подвергшейся неблагоприятному воздействию. После определения фактических нарушений разрабатывается План мероприятий по очистке и восстановлению территории.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются компоненты окружающей среды, состояние которых будет наблюдаться, частота измерений по каждому компоненту и измеряемые ингредиенты. Наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды должны проводиться не менее чем раз в сутки. Отбор проб компонентов окружающей среды производится по общепринятым методикам. Одновременно проводятся визуальные наблюдения за распространением возможных разливов нефтепродуктов или иных жидкостей, обладающих токсичными свойствами.

После ликвидации аварии вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории.

## ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

- Экологический кодекс РК № 400-VI от 02.01.2021 г.;
- Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденные Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250;
- Правила ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, утвержденные Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208;
- СТ РК 2036-2010 «Охрана природы Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы»;
- ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха»;
- ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов»;
- Правилами приема сточных вод в системы водоотведения населенных пунктов» (Приказ Министра национальной экономики РК №546 от 20 июля 2015 г.);
- Научно-методические указания по мониторингу земель Республики Казахстан, Алматы, 1993 г.
- Классификатор отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
- Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 «Об утверждении Классификатора отходов».

