СОГЛАСОВАНО

Руководитель Департамента

ОТ, ТБ и ООС

Филиала Компании

«Dunga Operating»



ПРОГРАММА
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ДУНГА»
на 2026 год

Актау- 2026 г.

РЕЗЮМЕ

Наименование объекта	Месторождение Дунга
Наименование разработки	Программа Производственного Экологического Контроля (ПЭК) на месторождении «Дунга» на 2026 год.
Инвестор (Заказчик)	**Филиал компании «Dunga Operating»**
Андрес заказчика проекта	130000, Республика Казахстан, г. Актау, 12 микрорайон, здание №79/1, Телефон: 8 (7292) 57 16 00.
Основные технологические процессы	– добыча нефти; – добыча попутного газа; – добыча попутной жидкости; – закачка воды; – закачка газа.
Нормативные ссылки в Программе (законодательные акты и нормативно-технические документы)	─ 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; ─ Классификатор отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
Основная задача ПЭК	Настоящая программа определяет основные направления и общую методологию проведения мониторинговых работ, с учетом производственной деятельности Компании на месторождении Дунга в 2026 году. 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.
Наличие собственных полигонов отходов	На балансе филиала не имеется собственных полигонов отходов
Наличие собственных площадок накопления отходов	14 площадок и 6 временных баз для временного накопления отходов. По мере накопления образующиеся отходы на предприятии вывозятся согласно Договорам подрядными организациями
Наличие собственных очистных сооружений для сточных вод	Отсутствуют. Образующиеся сточные воды на предприятии вывозятся по мере образования, согласно Договорам подрядными организациями.
Категория объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду	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
Класс санитарной опасности	**Класс 1**, СП № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, (с изменениями и дополнениями от 24.05.2024 г.)

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 **14**
4 МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ **15**
4.1 Мониторинг эмиссий **15**
4.2 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу **15**
4.3 Методы проведения мониторинга выбросов в атмосферный воздух **16**
4.4 Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов **17**
4.5 Порядок проведения мониторинга эмиссий с использованием инструментальных методов **18**
4.6 Средства и методы выполнения измерений **18**
4.7 Расчетный метод проведения мониторинга выбросов **19**
4.8 Газовый мониторинг **117**
4.9 Мониторинг эмиссий сточных вод **117**
5 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ **117**
5.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух **117**
5.1.1 Порядок, средства и методы выполнения измерений 118
5.2 Мониторинг воздействия на водные объекты **120**
5.2.1 Водоснабжение месторождения Дунга 120
5.2.2 Сточные воды 121
5.3 Мониторинг подземных вод **122**
5.3.1 Оборудование и материалы при мониторинге подземных вод 124
5.3.2 Контролируемые показатели и периодичность контроля 125
5.4 Мониторинг воздействия на почвы **126**
6 МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ **129**
6.1 Мониторинг растительности **129**
6.2 Мониторинг представителей животного мира **130**
7 РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ **131**
7.1 Методы выполнения измерений при радиационном мониторинге **133**
8 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ **135**
9 МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ **135**
9.1 Обеспечение качества при инструментальных замерах на промплощадках **135**
9.2 Обеспечение качества инструментальных измерений в лаборатори **136**
10 ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА **137**
10.1 Внутренние проверки **137**
10.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства **138**
10.3 Порядок функционирования информационной системы **139**
10.4 Организационная и функциональная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля **139**
11 ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ **141**
11.1 Мониторинг в период нештатной ситуации **142**
ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ **143**

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Основной производственной деятельностью Филиала компании «Dunga Operating» является добыча и подготовка сырой нефти на месторождении Дунга.

Производственная деятельность компании «Dunga Operating» осуществляется в соответствии с лицензией на право пользования недрами в Республике Казахстан, выданной Правительством Республики Казахстан для добычи углеводородного сырья на месторождении Дунга.

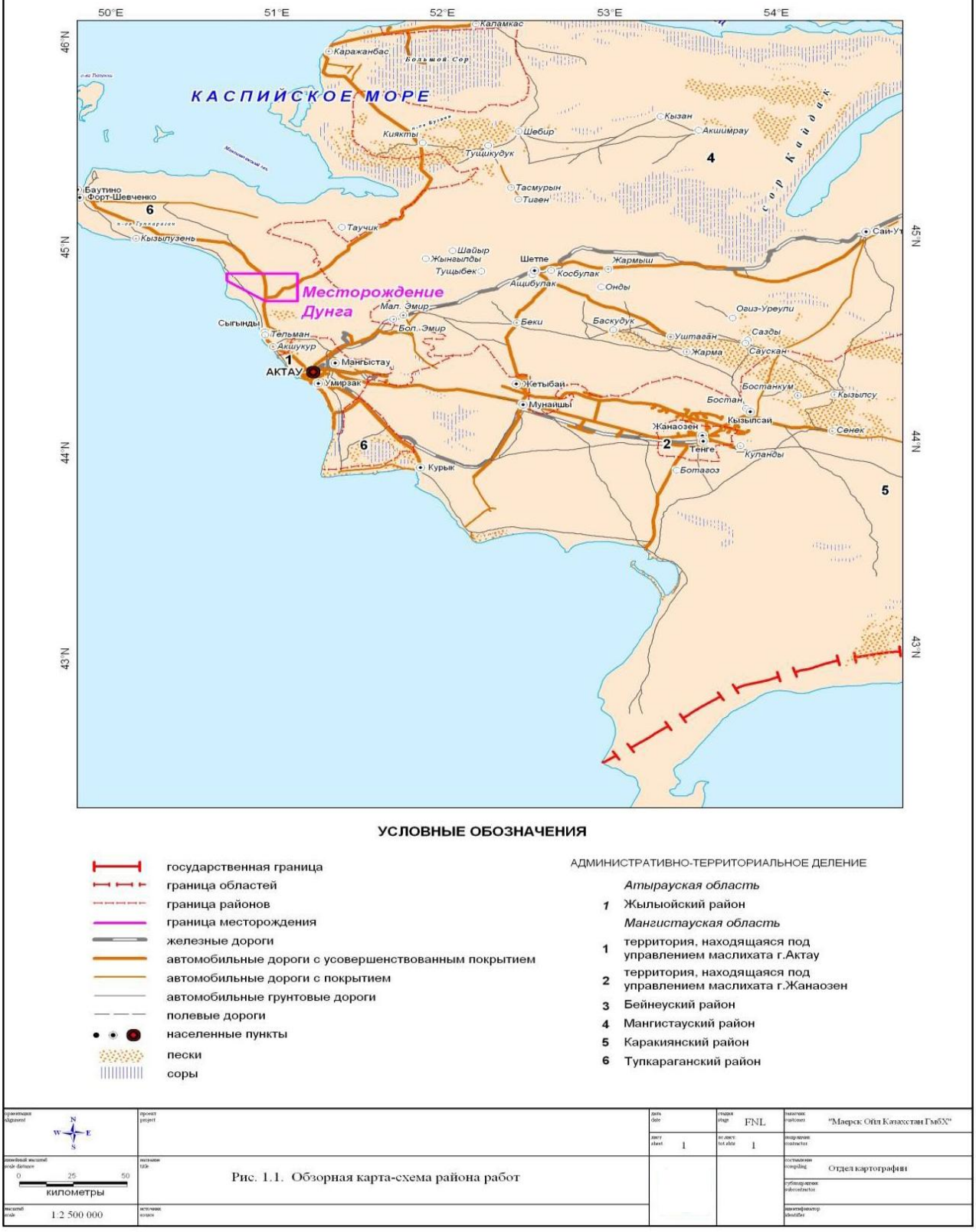
Площадь земельного отвода месторождения Дунга составляет 8488,2733 га, площадь горного отвода составляет 28125,9 га. Географические координаты угловых точек горного отвода представлены в таблице 1.1.

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
Филиала компании «Dunga Operating»	471010000	Координаты угловых точек горного отвода месторождения Дунга: 44º06’00’’с.ш. 50º52’00’’в.д. 44º08’00’’с.ш. 50º52’00’’в.д. 44º08’00’’с.ш. 51º10’00’’в.д. 44º00’00’’с.ш. 51º10’00’’в.д. 44º00’00’’с.ш. 51º02’00’’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.	Филиала компании «Dunga Operating» Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, микрорайон 12, здание 79/1 БИН 000941000344 БИК CITIKZKA Расчетный счет (тенге) KZ1483201T0300370000	I категория Добыча нефти 720 300.0 т/год; Добыча газа 66 000 000.0 м3/год



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- государственная граница
- граница областей
- граница районов
- граница месторождения
- железные дороги
- автомобильные дороги с усовершенствованным покрытием
- автомобильные дороги с покрытием
- автомобильные грунтовые дороги
- полевые дороги
- населенные пункты
- пески
- соры

АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ ДЕЛЕНИЕ

Атырауская область

1 Жылыойский район

Мангистауская область

1 территория, находящаяся под управлением маслихата г.Актау
2 территория, находящаяся под управлением маслихата г.Жанаозен
3 Бейнеуский район
4 Мангистауский район
5 Каракиянский район
6 Тупкараганский район

ориентация: N W E S	проект: project	дата: date	стадия: stage FNL	заказчик: customer "Маерск Ойл Казахстан ГмбХ"
		лист: sheet 1	кол.лист: tot.shts 1	подрядчик: contractor
линейный масштаб: 0 25 50 километры	название: title Рис. 1.1. Обзорная карта-схема района работ			составлен: compiled Отдел картографии
масштаб: scale 1:2 500 000	источник: source			субподрядчик: subcontractor
				идентификатор: identifier

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

На месторождении Дунга эксплуатируются следующие основные объекты и сооружения:

- Центральный пункт сбора нефти
- Установка подготовки газа
- Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков
- Коммерческий узел учета нефти
- Автозаправочная станция
- Морская насосная
- Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод «Актау-Форт-Шевченко»
- Вахтовый поселок
- Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)
- Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)
- Строительно-монтажные работы
- Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1
- Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2
- Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3
- Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4
- Капитальный ремонт скважин. База
- Главный склад
- Временная База 1
- Временная База 2

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 компании «Dunga Operating» в Республике Казахстан 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.

СВЕДЕНИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Программой Управления Отходами (ПУО), разработанной на 2026 г. установлено, что от деятельности Филиала компании «Dunga Operating» на месторождении Дунга образуется 26 видов отходов различного объема и состава.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных 14-ти площадках и 6 временных базах – 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 к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим 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	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которой подвергается отход
1	2	3		4
1	Бумага и картон	19 12 01	6	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
2	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (ООПС)	01 05 06*	7500	Временно хранится в ёмкостях. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
3	Грунт и камни, содержащие опасные вещества (грунт загрязнённый промасленными или химическими веществами)	17 05 03*	27,566	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
4	Защитная одежда	15 02 03	1,5	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
5	Химические вещества, состоящие из или содержащие опасные вещества, включая смеси лабораторных химических веществ (просроченные или отработанные химреактивы, химреагенты)	16 05 06*	51,87	Накапливаются в герметичные промаркированные контейнеры с крышкой. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
6	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	0,033	Накапливаются в герметичные промаркированные металлические контейнеры с замком. Обращение с ртутьсодержащими отходами осуществляется в соответствии с требованиями СТ РК 1155-2002 «Ртутьсодержащие приборы и изделия». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с Классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которой подвергается отход
1	2	3		4
				передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
7	Медицинские отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (например, перевязочные материалы, гипс, белье, одноразовая одежда)	18 01 04	0,6	Управление медицинскими отходами производится в соответствии с требованиями "Санитарно-эпидемиологических требований к объектам здравоохранения" (Приказ Министра здравоохранения РК от 11.08.2020 г. № ҚР ДСМ -96/2020). По мере образования передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними согласно договорам
8	Медицинские отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	18 01 03*	0,6	Управление медицинскими отходами производится в соответствии с требованиями "Санитарно-эпидемиологических требований к объектам здравоохранения" (Приказ Министра здравоохранения РК от 11.08.2020 г. № ҚР ДСМ -96/2020). По мере образования передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними согласно договорам
9	Опилки, стружка, обрезки, дерево, ДСП и фанеры (древесина)	03 01 05	50,45	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
10	Отработанные шины	16 01 03	5,2	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
11	Отходы от красок и лаков (тара, просроченные ЛКМ, кисти, растворители иные материалы, загрязнённые ЛКМ)	08 01 11*	8,163	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
12	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества (картриджи)	08 03 12*	1,133	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
13	Нефтесодержащие жидкие отходы	16 07 09*	3897,6	Накапливаются в герметичных ёмкостях. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
14	Нефтешлам	16 07 09*	933,031	Накапливаются в герметичных ёмкостях. По мере накопления, не

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с Классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которой подвергается отход
1	2	3		4
				реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
15	Пластмассовая упаковка (Бутылки)	15 01 02	3,285	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
16	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	20 01 08	328,5	Управление пищевыми отходами производится в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25.12.2020 года № ҚР ДСМ-331/2020. По мере образования передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
17	Свинцовые аккумуляторы	16 06 01*	1,538	Накапливаются в промаркированные контейнеры. Обращение с отработанными аккумуляторами осуществляется в соответствии с требованиями СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
18	Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла	13 02 06*	15,271	Накапливаются в специальные герметичные промаркированные ёмкости (исходная тара на поддонах) по группам ММО, МИО, СНО согласно требованиям СТ РК 3129-2018. «Масла смазочные отработанные». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
19	Смешанные коммунальные отходы	20 03 01	398,078	Управление твёрдо-бытовыми отходами производится в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25.12.2020 года № ҚР ДСМ-331/2020. По мере образования ТБО вывозятся специализированными предприятиями раз в трое суток при температуре 0°С и ниже и еже-

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с Классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которой подвергается отход
1	2	3		4
				дневно при плюсовой температуре.
20	Смешанные отходы строительства и сноса	17 09 04	178,309	Накапливаются в промаркированные скипы. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
21	Списанное электрическое и электронное оборудование (Отработанная оргтехника)	20 01 36	0,575	Накапливаются в промаркированные контейнеры. Обращение с отработанным электрическим и электронным оборудованием осуществляется в соответствии с требованиями **СТ РК 3753-2021 «Ресурсосбережение. Обращение на всех этапах жизненного цикла с отходами электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов. Требования безопасности».** По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
22	Промасленные отходы (абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные, топливные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами)	15 02 02*	28,5	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
23	Упаковка, содержащая остатки или загрязнённая опасными веществами	15 01 10*	2,28	Складируются в герметичные промаркированные контейнеры с крышкой. Передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними согласно договорам.
24	Металлолом	16 01 17	32,98	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
25	Шламы септиков (сооружений для сбора сточных вод) (Ил)	19 08 15	14,701	Накапливаются в герметичных ёмкостях. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
26	Щелочные батареи	16 06 04	0,029	Накапливаются в промаркированные контейнеры. Обращение с отработанными источниками питания осуществляется в соответствии требований СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые». По мере накопления, не реже одного

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с Классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которой подвергается отход
1	**2**	**3**		**4**
				раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними
27	Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,0456	Накапливаются в промаркированных контейнерах. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними

ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Филиал компании «Dunga Operating» в 2026 году планирует проводить работы по дальнейшей эксплуатации месторождения Дунга.

В рамках настоящей Программы в 2026 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 2015-2025 гг.;
- соответствующих разделов проекта НДВ на 2026 г.;
- программы управления отходами (ПУО) на 2026 гг.

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.

МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ

1.1 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.

1.2 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

На период разработки проекта нормативов НДВ для месторождения Дунга на 2026 год (корректировка), общее количество стационарных источников выбросов составит **550**, из них: **152** организованных и **398** неорганизованных. Суммарный валовый выброс загрязняющих веществ составит **1756,68534 тонн** (в том числе от факела ВД/НД – 127,50346 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:	**550**
2	Организованных, из них:	**152**
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	**5**
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	**0**
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	**0**
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	**0**
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	**142**
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	**0**
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	**8**
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	**139**
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	**398**

1.3 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 См / ПДК >0,5 выполняется неравство:

М / (ПДК*Н) > 0.01,

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

$С_м$ / ПДК * 100 / (100 – КПД) > 0,5;

М / (ПДК * Н) * 100 / (100 – КПД)> 0,01

Где:

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

ПДК - максимально разовая предельно допустимая концентрация, мг/м^3;

Н - 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 *(температуру, 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 компании «Dunga Operating», расчетным методом по фактическому расходу топлива.

1.4 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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Печь подогрева нефти (Н-034-0001А)	0142	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Печь подогрева нефти (Н-034-0001В)	0143	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 Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-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
Газотурбинные электростанции Taurus-60	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз.	1102	44.053629° 51.059967°	Азота диоксид	1 раз/квартал
					Азота оксид	1 раз/квартал
					Сера диоксид	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
(ГТЭС)	газа 66 000 000.0 м3/год	генератор - резервный)			Углерод оксид	1 раз/квартал
					Метан	1 раз/квартал
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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

1.5 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^2. 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), автогидроподъёмник (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 подъёмник с поворотной стрелой. Высота подъёма стрелы и её грузоподъемность должны соотвествовать нормам техники безопасности при работе на высоте. Управление подъёмником 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 газохода, 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.

1.6 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.

1.7 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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельгенератор Caterpillar (CAT 3406) model 400 резерв.	0101	44.055837° 51.057256°	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельгенератор Caterpillar (CAT 3306) model 225 резерв.	0102	44.055833° 51.057382°	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельгенератор Caterpillar (CAT 3412T) model 500 резерв.	0103	44.055749° 51.057282°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт	добыча нефти 720	Дизельгенератор	0104	44.055753°	Азота диоксид	Дизельное топливо

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
сбора нефти	300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Caterpillar (CAT 3412T) model 500 резерв.		51.057392°	Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Емкость для хранения дизельного топлива РГ-25 (Т-702)	0106	44.055470° 51.057543°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-102	0107	44.054951° 51.056409°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Печь ППТ-1, 6 (Н-401А)	0108	44.055412° 51.056647°	Сажа	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 А)	0109	44.055419° 51.056725°	Сероводород Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Смесь природных меркаптанов	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча продувочная на ППТ-1, 6 (Н-401 В)	0110	44.055427° 51.056814°	Сероводород Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Смесь природных меркаптанов	Дизельное топливо

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Печь ППТ-1, 6 (Н-401В)	0111	44.055393° 51.056615°	Сажа	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-1)	0116	44.055991° 51.057060°	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Лаборатория (вытяжная установка ВМ-3)	0118	44.056031° 51.057096°	Натр едкий Азотная кислота Аммиак Соляная кислота	Химические реагенты и 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
					Серная кислота	
					Бензол	
					Толуол	
					Четыреххлористый углерод	
					Этиловый спирт	
					Ацетон	
					Уксусная кислота	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-101)	0119	44.055941° 51.054856°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-102)	0120	44.055921° 51.055187°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-103)	0121	44.055702° 51.054856°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резервуар нефти РВС-2000 (Т-104)	0122	44.055671° 51.055179°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок насосов перекачки нефти Р-212А/В	0123	44.055643° 51.056186°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок насосов перекачки нефти Р-202А/В	0125	44.055893° 51.055714°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Нефть
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок насосов экспорта нефти Р-111/112	0127	44.055370° 51.055588°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Нефть
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок дозирования химреагента БДР-2, 5	0128	44.055599° 51.056783°	Метанол	Химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок слесарной мастерской (сверлильный станок)	0129	44.055953° 51.058720°	Взвешенные частицы Пыль абразивная	Шлифовальный камень и металлоизделия
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Автомастерская (емкость для приема и раздачи масла, заряд аккумуляторов)	0130	44.055925° 51.058540°	Серная кислота Масло минеральное нефтяное	Аккумуляторы и моторные масла
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Сварочный цех	0131	44.055776° 51.058777°	Железа оксид Марганец и его соединения Азота диоксид Углерод оксид Фтористый водород Фториды неорганические плохо растворимые	Сварочные электроды

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
					Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель ЯМЗ 236 напорного насоса пожаротушения Р-803	0134	44.055997° 51.056387°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор AKSA AC 400 model 5220	0137	44.054835° 51.053616°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Автомойка	0138	44.056403° 51.058660°	Азота диоксид Азота оксид Сера диоксид Углерод оксид Бензин	Топливо двигателей внутреннего сгорания
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Электромеханическая мастерская (сверлильные станки-2 ед., болгарка, заточной станок)	0139	44.056575° 51.058682°	Взвешенные частицы Пыль абразивная	Металлоизделия
Центральный пункт	добыча нефти 720	Пожарное депо (по-	0140	44.056381°	Азота диоксид	Топливо двигателей

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
сбора нефти	300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	жарные машины-3 ед., машина скорой помощи-1 ед., автомойка)		51.058530°	Азота оксид	внутреннего сгорания
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
					Керосин	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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 С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча продувочная от печи Н-034-0001А	0144	44.055400° 51.056647°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча продувочная от печи Н-034-0001В	0145	44.055398° 51.056708°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливный бак (дизтопливо)	0150	44.056001° 51.056020°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливный бак (масло)	0151	44.055475° 51.056266°	Масло минеральное нефтяное	Масло
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор (резерв) Genelec GPW 210	0152	44.055937° 51.276188°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливный бак (дизтопливо)	0153	44.055940° 51.276196°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливный бак (масло)	0154	44.055937° 51.276213°	Масло минеральное нефтяное	Масло
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок КУУГ	0203	44.050565° 51.034211°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Этиленгликоль	Природный газ
Склад реагентов	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор АВ-1А (резервный)	0204	44.056872° 51.052219°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид	Дизельное топливо

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
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Факел ВД/НД	0205	44.054770° 51.053975°	Азота диоксид	Природный газ
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Сероводород	
					Углерод оксид	
					Метан	
					Смесь природных меркаптанов	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-101	0303		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок БДР-2, 5 на СП-101	0304		Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок АГЗУ ""Спутник"" СП-103	0305		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок БДР-2, 5 на СП-103	0306		Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №34Г	0308		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №36ДА, 38Г	0309		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №39Г, 40В	0310		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №41Г	0311		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №42В	0312		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №43В	0313		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №44В	0314		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №45В (газонагнетательная)	0315		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Свеча сбросная на дренажной емкости на	0316		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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год	скв. №ДГК-1Г (46) (карбонатная)			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г	0317		Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №47В	0318		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №48В	0319		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скв. №49В	0320		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Свеча сбросная на дренажной емкости на	0321		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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год	скв. №53Г			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажных емкостях на скв. №58В (К15)	0323		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажных емкостях Т-98006 на PST01	0324		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №145В (L15)	0325		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажных емкостях Т-99002 на PST01	0326		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №181В (J15)	0327		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №195В (I14)	0328		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №125В (M15)	0329		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия Е. Вытяжная свеча VS-15701	0330		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия D. Вытяжная свеча VS-13401	0331		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия D. Вытяжная свеча VS-15601	0332		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Морская насосная	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 400 (CAT 3406)	0333	44.051611° 51.058667°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия F-H. Вытяжная свеча от VS-15801	0334		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия N. Вытяжная свеча от дренажной емкости	0335		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Вытяжная свеча VS-16701	0336		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
скребков					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №D15 (66В)	0337		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Свеча сбросная на дренажной емкости на скважине №E15 (214В)	0338		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Вахтовый поселок	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 3306 model 225	0401	44.049106° 51.039690°	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Продувочная свеча	0402	44.056294° 51.276612°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Емкость с дизельным топливом	0501	44.057889° 51.054444°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Емкость с бензином	0502	44.057750° 51.054472°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Пентилены	
					Бензол	

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
					Ксилол	
					Толуол	
					Этилбензол	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок АЗС (дизельное топливо)	0503	44.057758° 51.054494°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок АЗС (бензин)	0504	44.057861° 51.054361°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Пентилены	
					Бензол	
					Ксилол	
					Толуол	
					Этилбензол	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 700 (двигатель С18)	0601	44.050982° 51.058146°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Морская насосная	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок дозирования хим. реагента (БДР)	0602	43.945722° 50.989333°	Этиленгликоль	Химические реагенты
					Формальдегид	
Участок газопровода от УПГ до врезки в ма-	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Продувочная свеча	0701		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
гистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	66 000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
Вахтовый поселок	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar 3406	0801	44.049312° 51.039762°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Вахтовый поселок	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001А)	0802	44.049469° 51.040534°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Вахтовый поселок	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель Д-243 (пожарный насос Р-21001В)	0803	44.049459° 51.040274°	Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного	0901		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота 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
агрегат АПР-80-1	66 000 000.0 м3/год	агрегата ПАП-60/80			Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	0902		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. База	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор (освещение)	0903		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Мачта освещения Atlas Copco HiLightV5	0904		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Мачта освещения Atlas Copco HiLightV5	0905		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Генератор AKSA APD275A	0907		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Силовой вертлюг	0908		Азота диоксид Азота оксид Сажа	Дизельное топливо

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
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор ЯМЗ 238 подъемного агрегата УПА-60А (60х80)	1001		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	1002		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор ATLAS COPCO QAS275 400v	1003		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 С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Мачта освещения Generac VT8 - P3 - LD	1004		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор Ingersol rand model 7/51	1005		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор подъемного агрегата АПР-80-3	1011		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	1012		Азота диоксид Азота оксид Сажа	Дизельное топливо

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
					Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Генератор AKSA APD275A	1013		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Мачта освещения Atlas Copco HiLightV5	1014		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Мачта освещения Atlas Copco HiLightV5	1015		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо

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
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Силовой вертлюг DKYC320/31.5D II0SM	1016		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор подъемного агрегата АПР-80-4	1021		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный двигатель цементировочного агрегата СА-320	1022		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Генератор	1023		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид	Дизельное топливо

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
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Мачта освещения	1024		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-4	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Силовой вертлюг	1025		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1101	44.053636° 51.059488°	Сажа	природный газ
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1102	44.053583° 51.059461°	Сажа	природный газ
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1103	44.053652° 51.059570°	Сажа	природный газ
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Газотурбинная электростанция Taurus-60 (диз. генератор - резервный)	1104	44.053702° 51.059665°	Сажа	природный газ
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Сажа	Дизельное топливо
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резервуар хранения дизельного топлива	1105	44.053500° 51.059417°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66	Резервуар хранения дизельного топлива	1106	44.053474° 51.059435°	Сероводород	Дизельное топливо

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
(ГТЭС)	000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Подземная емкость хранения отработанного масла	1107	44.053461° 51.059443°	Масло минеральное нефтяное	Масло
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Подземная емкость хранения отработанного масла	1108	44.053444° 51.059472°	Масло минеральное нефтяное	Масло
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор Caterpillar C15 (Модель 500)	1109	44.053556° 51.059528°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Установка охлаждения масла	1110	44.053444° 51.060667°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резервуар для диз.топлива	1201	44.053627° 51.059453°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Дизельный генератор, 400 кВт (резервный)	1202	44.053633° 51.059373°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид	Дизельное топливо

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
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Генератор	1300		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Генератор	1301		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор	1302		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор	1303		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Осветительная мачта	1304		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Осветительная мачта	1305		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Теплопушка	1306		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид	Дизельное топливо

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
					Углерод оксид	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Теплопушка	1307		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Котел	1308		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Котел	1309		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Временная База 1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Бензиновый генератор ALTECO ADG 7500TE (переносной)	1601		Азота диоксид	Бензин
					Азота оксид	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Временная База 1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Бензиновый генератор STALKER SPG 9800E (переносной)	1602		Азота диоксид	Бензин
					Азота оксид	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Временная База 1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор дизельный Atlas Copco XAMS 407AS	1603		Азота диоксид	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
					Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	
Временная База 1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор дизельный KUBOTA D1105-ES	1604		Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бенз/а/пирен Формальдегид Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Временная База 2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Бензиновый генератор Grandfar GF5715S (переносной)	1701		Азота диоксид Азота оксид Сера диоксид Углерод оксид Бензин	Бензин
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Пункт заправки автомобилей (ТРК)	6101	44.055310° 51.059077°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насосы для дизельного топлива	6102	44.055345° 51.059072°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка приемного манифольда А-101	6103	44.055112° 51.056182°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка приемного манифольда А-102	6104	44.054828° 51.056616°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-102	6105	44.054929° 51.056385°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка печей подогрева нефти ППТ-1, 6 и ППТ-0, 2 (Н-401 A/B/C/D)	6106	44.055472° 51.056696°	Сероводород Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Смесь природных меркаптанов Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка резервуаров нефти РВС-2000 (Т-101/102/103/104)	6107	44.055774° 51.055103°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка сепаратора FS-502	6108	44.054972° 51.056556°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Факельный сепаратор FS-502	6109	44.054931° 51.056545°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка сепараторов V-211/311	6110	44.055624° 51.056557°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Сепаратор первой ступени V-211	6111	44.055646° 51.056351°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Сепаратор второй ступени V-311	6112	44.055641° 51.056324°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка трехфазных сепараторов V-201/301	6113	44.055740° 51.055976°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Трехфазный сепаратор 1-й ступени V-201	6114	44.055679° 51.055979°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Трехфазный сепаратор 2-й ступени V-301	6115	44.055628° 51.055929°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка сепаратора V-511	6116	44.055655° 51.055706°	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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Газовый сепаратор V-511	6117	44.055597° 51.055639°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажных емкостей Т-301, Т-401 А/В	6120	44.055096° 51.056552°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос дренажных емкостей Т-301, Т-401 А/В	6121	44.055171° 51.056657°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3	6122	44.054168° 51.055489°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажных емкостей ЕК-1/2/3	6123	44.054253° 51.055627°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БКУ	6124	44.055226° 51.054411°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор БКУ	6125	44.055227° 51.053960°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-2, 5	6126	44.054662° 51.056515°	Углеводороды предельные С1-С5	Химические реагенты
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Сварочные работы	6127	44.055816° 51.058541°	Титан диоксид	Сварочные электроды
					Железа оксид	
					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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Лакокрасочные работы	6128	44.055878° 51.058534°	Ксилол	Лакокрасочный материал
					Толуол	
					Бутиловый спирт	
					Бутилацетат	
					Этилацетат	
					Ацетон	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Автостоянка	6129	44.056373° 51.058064°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					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
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка приемного манифольда А-103	6130	44.054817° 51.056920°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка насосов Р-201ВХ / Р-201АХ	6131	44.055981° 51.055617°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос циркуляции нефти Р-201ВХ	6132	44.055947° 51.055594°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос циркуляции нефти Р-201АХ	6133	44.055999° 51.055619°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Крытая автостоянка №1	6135	44.055381° 51.058533°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66	Крытая автостоянка №2	6136	44.055282° 51.058547°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота 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
	000 000.0 м3/год				Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Отстойник В-502	6138	44.056360° 51.055207°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефтесодержащая вода
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Парковка (за пождепо)	6139	44.056649° 51.058771°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ППН Н-034-0001А/В	6140	44.055488° 51.056621°	Сероводород	Нефть
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
					Смесь природных меркаптанов	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка под арматурный узел ППН	6141	44.055475° 51.056730°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Колодец К-1	6142	44.055539° 51.056005°	Этиленгликоль	Нефть
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Межплощадка ППН	6143	44.055177° 51.055952°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
					Смесь природных меркаптанов	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Установка улавливания пара (УУП)	6145	44.055184° 51.056732°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка факелов ФВД и ФНД	6201	44.054119° 51.054382°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка сепараторов FS-500/501	6202	44.054028° 51.055583°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Факельный сепаратор FS-500	6203	44.054062° 51.055585°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Факельный сепаратор FS-501	6204	44.054083° 51.055560°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажных емкостей D-500/501	6205	44.055083° 51.054417°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка Дожимной компрессорной станции (ДКС) С-101/103	6206	44.055217° 51.054303°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор ДКС 2-ой ступени С-101	6207	44.055361° 51.054306°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор ДКС 1-ой ступени С-103	6208	44.055362° 51.054209°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка Установки низкотемпературной сепарации (V-401)	6209	44.055318° 51.054181°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос центробежный Р-603/604 на УНТС	6210	44.055245° 51.054182°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос поршневой Р-601/602 на площадке ШФЛУ	6212	44.055385° 51.053928°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
					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
					Этиленгликоль	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос поршневой Р-605/606 на Площадке регенерации гликоля	6214	44.055245° 51.053923°	Этиленгликоль	Этиленгликоль
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Колодец подземный бетонный	6215	44.073483° 51.055049°	Этиленгликоль	Этиленгликоль
Установка подготовки газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка генератора фронта пламени А-040-0070	6216	44.072061° 51.055946°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-101	6301		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-101	6302		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка АГЗУ ""Спутник"" СП-103	6303		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на АГЗУ ""Спутник"" СП-103	6304		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №27Д-В	6305		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №34Г и дренажной емкости	6309		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №38 и дренажной емкости	6310		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №39, 40 и дренажной емкости	6311		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №41Г и дренажной емкости	6312		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №42В и дренажной емкости	6313		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и	добыча нефти 720 300.0	Площадка скважины	6314		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
нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	№43В и дренажной емкости			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №44В и дренажной емкости	6315		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №45В и дренажной емкости	6316		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №ДГК-1Г (46) и дренажной емкости	6317		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на скв. №ДГК-1Г	6318		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №47В и дренажной емкости	6319		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №48В и дренажной емкости	6320		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №49В и дренажной емкости	6321		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
скребков					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №53Г и дренажной емкости	6322		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №163В	6325		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №156В (К6)	6328		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №157В (К8)	6329		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №158В (К9)	6330		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №159В (К10)	6331		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №160В (К11)	6332		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №161В (К12)	6333		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №162В (К13)	6334		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №58В (К15)	6335		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка запуска скребка на скважине №58В (К15)	6336		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости на скв. №58В (К15)	6337		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на скв. №58В (К15)	6338		Углеводороды предельные С1-С5	Химические реагенты
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №153В (WK13)	6346		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и	добыча нефти 720 300.0	Площадка приема скреб-	6347	44.050917°	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
нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	ков PST01		51.057861°	Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка шламоуловителя на PST01	6349	44.051641° 51.057380°	Углеводороды предельные С1-С5	Химические реагенты
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №137В (L6)	6350		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №138В (L7)	6351		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №139В (L9)	6352		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №140В (L10)	6353		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №141В (L11)	6354		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
скребков					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №142В (L12)	6355		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №143В (L13)	6356		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №144В (L14)	6357		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №145В (L15) и дренажной емкости	6358		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры запуска скребка ЕР-16401 на скв.№145В (L15)	6359		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка блока дозирования химреагента БДР-2, 5 на скв. №145В (L15)	6360		Углеводороды предельные С1-С5	Химические реагенты
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №146В (L16)	6361		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости низкого давления Т-99001 и Т-99002 на PST-01	6372		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-2, 5 на PST-01	6373	44.050667° 51.058444°	Метанол	Химические реагенты
					Формальдегид	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка Сепаратора высокого давления V-98003 на PST-01	6374	44.051667° 51.057417°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка Депарафинизаторов V-98001 A/B на PST-01	6375	44.051361° 51.057250°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №174B (J8)	6376		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №175B (J9)	6377		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №176B (J10)	6378		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №177B (J11)	6379		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
скребков					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №178В (J12)	6380		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №179В (J13)	6381		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №180В (J14)	6382		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №182В (J16)	6383		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №181В (J15)	6384		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка запуска скребка на скважине №181В (J15)	6385		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости на скважине №181В (J15)	6386		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 181В (J15)	6387		Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины № 172 (WJ15)	6394		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №191В (I9)	6395		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №192В (I11)	6396		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №193В (I12)	6397		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №194В (I13)	6398		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №196В (I15)	6399		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка приема скребка	6401	44.056306° 51.275917°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка узла подключения к магистральному нефтепроводу	6402	44.056278° 51.276528°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости	6403	44.056194° 51.275722°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка узла учета нефти	6404	44.056056° 51.275694°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Межплощадочные трубопроводы	6405	44.056278° 51.276222°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка прувера	6406	44.056028° 51.275750°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насосный блок	6407	44.055638° 51.056636°	Сероводород	Нефть
					Углеводороды предельные С12-С19	
Коммерческий узел учета нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насосный блок	6408	44.056083° 51.275771°	Сероводород	Нефть
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Раздаточная колонна налива дизтоплива	6501	44.057865° 51.054384°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Раздаточная колонна налива бензина	6502	44.057854° 51.054401°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Пентилены	
					Бензол	
					Ксилол	
					Толуол	
					Этилбензол	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос дизельного топлива	6503	44.057865° 51.054384°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос бензина	6504	44.057854° 51.054401°	Углеводороды предельные С1-С5	Бензин
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Пентилены	
					Бензол	
					Ксилол	
					Толуол	
					Этилбензол	

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
Автозаправочная станция	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 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
Участок газопровода от УПГ до врезки в магистральный газопровод "Актау-Форт-Шевченко"	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка узла подключения газопровода к ЦПС	6701		Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Этиленгликоль	Природный газ
Вахтовый поселок	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Автостоянка №1	6801	44.050493° 51.038622°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Бензин Углеводороды предельные С12-С19	Топливо двигателей внутреннего сгорания
Вахтовый поселок	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Автостоянка №2	6802	44.050190° 51.038448°	Азота диоксид Азота оксид Сажа Сера диоксид Углерод оксид Углеводороды предельные С12-С19	Топливо двигателей внутреннего сгорания

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
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Технологическая емкость	6902		Углеводороды предельные С12-С19	Технологическая вода
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-1	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливозаправщик	6903		Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Технологическая емкость	7002		Углеводороды предельные С12-С19	Технологическая вода
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-2	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливозаправщик	7003		Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Технологическая емкость	7004		Углеводороды предельные С12-С19	Технологическая вода
Капитальный ремонт скважин. Подъемный агрегат АПР-80-3	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Топливозаправщик	7005		Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Установки охлаждения масла	7102	44.053735° 51.059712°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насосная станция подачи дизельного топлива	7105	44.053694° 51.059694°	Сероводород Углеводороды предельные С12-С19	Дизельное топливо

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
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка слива дизельного топлива	7106	44.054333° 51.060361°	Сероводород	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С12-С19	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ГТЭС	7107	44.053587° 51.059910°	Сероводород	Природный газ
					Углеводороды предельные С1-С5	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Смесь природных меркаптанов	
Газотурбинные электростанции Taurus-60 (ГТЭС)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Парковка	7108	44.054333° 51.060361°	Азота диоксид	Топливо двигателей внутреннего сгорания
					Азота оксид	
					Сажа	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бензин	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №195В (I14)	7201		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка запуска скребка на скв.№195В (I14)	7202		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости на скважине №195В (I14)	7203		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка блока дозирования химреагента БДР на скв. 195В (I14)	7204		Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №107В (WM7)	7211		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №109В (WM9)	7213		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №110В (WM10)	7214		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №115В (WM15)	7219		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №116В (М6)	7220		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №117В (М7)	7221		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №118В (М8)	7222		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №119В (М9)	7223		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №120В (М10)	7224		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №121В (М11)	7225		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66	Площадка скважины №122В (М12)	7226		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
скважины, узел приема скребков	000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №123В (М13)	7227		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №124В (М14)	7228		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №125В (М15)	7229		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка запуска скребка на скважине №125В (М15)	7230		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости на скважине №125В (М15)	7231		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка блока дозирования химреагентов БДР на скв. №125В (М15)	7232		Формальдегид	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №126В (М16)	7233		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия Е. Площадка скважины F6 (DGA-226V)	7234		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины G7 (DGA-215V)	7235		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины Е5 (DGA-234V)	7236		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины Е4 (DGA-233V)	7237		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины F4 (DGA-224V)	7238		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины E6 (DGA-235V)	7239		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины F5 (DGA-225V)	7240		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины E3 (DGA-65V)	7241		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F6 (DGA-226V)	7246		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E5	7247		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
скважины, узел приема скребков	000 000.0 м3/год	(DGA-234V)			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки Е4 (DGA-233V)	7248		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F4 (DGA-224V)	7249		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки G7 (DGA-215V)	7250		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки F5 (DGA-225V)	7251		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки Е6 (DGA-235V)	7252		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки E3 (DGA-65V)	7253		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки G5 (DGA-213V)	7254		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки H5 (DGA-202V)	7255		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки I5 (DGA-190V)	7256		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки J5 (DGA-173V)	7257		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка съемной соединительной секции трубопровода для инспекции	7263		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ФС с металлическим участком коллектора	7264		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ФС с металлическим участком коллектора	7265		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PSTO4-01	7267		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца переключения на байпасную линию: E-PSTO4-02	7268		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры приема скребка с PST-01	7269		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины Н6 (DGA-203V)	7270		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины G6 (DGA-214V)	7271		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка очистных устройств	7272		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца трубопроводной обвязки Н6 (DGA-203V) и G6 (DGA-214V)	7273		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР хим. реагентов	7274		Ксилол	Химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины G5 (DGA-213V)	7275		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины Н5 (DGA-202V)	7276		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины I5 (DGA-190V)	7277		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины J5 (DGA-173V)	7278		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.58В (К15) до точки подключения ТР-001	7280		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.41Г (DGA) до точки подключения ТР-011	7281		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.34Г (DGA) до точки подключения ТР-007	7282		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка выкидной линии от скв.229В (К17) до точки подключения ТР-005	7283		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Линия D. Площадка добывающей скважины DGA-244V (D4)	7284		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-245V (D5)	7285		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-246V (D6)	7286		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-242V (WD6), перевод. в нагнет.	7289		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-244V (D4)	7290		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-	7291		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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год	245V (D5)			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-246V (D6)	7292		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-242V (WD6)	7295		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры приема скребка на PST-04	7296		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры приема скребка на PST-04	7297		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры запуска скребка на PST-04	7298		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости и свечи на PST-04	7299		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка съемной соединит. секции трубопровода для инспекции	7300		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ФС с металл. участком коллектора	7301		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ФС с металл. участком коллектора	7302		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-66V (D7)	7303		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-247V (D8)	7304	44.087306° 51.027944°	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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка очистных устройств	7305		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев трубопроводной обвязки DGA-66V (D7) и DGA-247V (D8)	7306		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР	7307		Ксилол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ФС с металлическим участком коллектора	7308		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-67V(C5)	7309		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка добывающей скважины DGA-252V(C3)	7310		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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-254V(BW2)	7311		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-198V	7312		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-199V	7313		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-200V	7314		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-204V	7315		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-205V	7316		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-236V/E8	7320		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-237V/E10	7321		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-238V/E11	7322		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-227V/F10	7323		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-228V/F11	7324		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-64V/F12	7325		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-216V/G11	7326		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-217V/G12	7327		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-218V/G13	7328		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-232V/WE-10, переводимых в нагнет	7329		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка добывающей-скважины DGA-221V/WF-11,	7330		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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год	переводимых в нагнет			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-209V/WG-11, переводимых в нагнет	7331		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей-скважины DGA-210V/WG-12, переводимых в нагнет	7332		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-2	7333		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-5	7334		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-6	7335		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-9	7336		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-11	7337		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-12	7338		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-13	7339		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-1	7340		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-3	7341		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-4	7342		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-7	7343		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-8	7344		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-10	7345		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодцев PIT-15	7346		Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка колодцев PIT-13, врезка линии F-H в линию I	7347		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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР А-15801	7348	44.085614° 51.050548°	Метанол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры запуска скребка ЕР-15801	7349	44.084874° 51.050857°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости Т-16601	7350	44.084602° 51.050605°	Углеводороды предельные С1-С5	Дренажная жидкость
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка вытяжной свечи VS-15801	7351	44.084798° 51.050959°	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка обслуживания ПК на коллекторах от линий	7352		Углеводороды предельные С1-С5	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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год	I, J, K, L, M, E/I5 (PST-04)			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос Р-202А	7353		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос Р-202В	7354		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка насосов Р-202А/В	7355		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-10 на скважине ДГА-34	7356		Метанол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР-10 на PST-01	7357		Метанол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка добывающей скважины DGA-99V/N8	7358		Углеводороды предельные С1-С5	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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-100V/N9	7359		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-101V/N10	7360		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-102V/N11	7361		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-103V/N12	7362		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-104V/N13	7363		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-105V/N14	7364		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-62V/N15	7365		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-106V/N16	7366		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-91V/O15	7367		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-93V/WN9	7368		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-94V/WN10	7369		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-95V/WN11	7370		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-96V/WN13	7372		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-97V/WN14	7373		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-16 для сигнализатора прохождения скребка	7374		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-9	7375		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа	Площадка колодца PIT-10	7376		Углеводороды предельные С1-С5	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
скважины, узел приема скребков	66 000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-11	7377		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-13	7379		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-14	7380		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-1	7381		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-2	7382		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-3	7383		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-4	7384		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-5	7385		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-6	7386		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-7	7387		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-8	7388		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-17	7389		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-15 врезка линии О в линию N	7390		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка приема камеры скребка PST-01	7391		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР А-16601	7392		Метанол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка камеры запуска скребка ЕР-16601	7393		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости Т-16601	7394		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	

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					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка свечи вытяжной VS-16601	7395		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка первой ступени сепарации V-211	7396		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка установки подогрева нефти Н-034-0001А/В	7397		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка манифольда А-103	7398		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Межплощадка	7399		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-86V/O10	7400		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-87V/O11	7401		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины DGA-77V/P12	7402		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-88V/O12	7403		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-89V/O13	7404		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-90V/O14	7405		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-79V/P14	7406		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-70V/Q13	7407		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-60V/Q14	7408		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины DGA-78V/P13	7409		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины переводимой в нагнетательную DGA-73V/WP13	7410		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины переводимой в нагнетательную DGA-85V/WO14	7411		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66	Площадка добывающей скважины переводимой в	7412		Углеводороды предельные С1-С5	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
скважины, узел приема скребков	000 000.0 м3/год	нагнетательную DGA-84V/WO13			Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины переводимой в нагнетательную DGA-83V/WO12	7413		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка добывающей скважины переводимой в нагнетательную DGA-61V/O9	7415		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-1	7416		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-2	7417		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-3	7418		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-4	7419		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-5	7420		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-6	7421		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-7	7422		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-8	7423		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-9	7424		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
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-10	7425		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-12	7427		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-13	7428		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-14	7429		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка колодца PIT-15	7430		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66	Площадка камеры запуска скребка EP-16701	7431		Углеводороды предельные С1-С5	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
скважины, узел приема скребков	000 000.0 м3/год				Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости Т-15801	7432		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Метанол	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка свечи вытяжной VS-16701	7433		Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка блока дозирования реагента А-16701	7434		Метанол	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Сепаратор пескоуловитель V 034-0011	7435	44.055363° 51.055322°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка сепаратора пескоуловителя V 034-0011	7436	44.055352° 51.054188°	Углеводороды предельные С1-С5	Природный газ
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Вспомогательный компрессор С-042-0001	7438	44.055266° 51.054096°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Компрессор топливного газа С-043-0001	7439	44.055172° 51.054100°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Главный впускной компрессор С-044-0001	7440	44.055247° 51.054159°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Углеводороды предельные С12-С19	Природный газ
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок закачки химреагентов А-039-0070 на участке камеры скребков (PST-01)	7441	44.055031° 51.054449°	Метанол	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок закачки химреагентов А-039-0071 на участке камеры скребков (PST-01)	7442	44.055139° 51.054609°	Метанол	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Блок закачки химреагентов А-039-0072 на ЦПС	7443	44.055208° 51.054795°	Метанол Этиленгликоль	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	ЗРА и ФС блока закачки химреагентов А-039-0070 на участке камеры скребков (PST-01)	7444	44.055239° 51.054917°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Метанол Углеводороды предельные С12-С19	химические реагенты

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	ЗРА и ФС блока закачки химреагентов А-039-0071 на участке камеры скребков (PST-01)	7445	44.055239° 51.054917°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Метанол Углеводороды предельные С12-С19	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	ЗРА и ФС блока закачки химреагентов А-039-0072 на ЦПС	7446	44.055194° 51.055641°	Углеводороды предельные С1-С5 Углеводороды предельные С6-С10 Метанол Этиленгликоль Углеводороды предельные С12-С19	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ЦПС. Насосы БДР	7447	44.054692° 51.053713°	Метанол	химические реагенты
Центральный пункт сбора нефти	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка ЦПС. ЗРА ФС	7448	44.054697° 51.053758°	Метанол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины DGA-1H. Насос БДР	7450	44°04'02,12201" 51°04'26,91445"	Метанол	химические реагенты
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины DGA-1H. ЗРА ФС	7451	44°04'01,86865" 51°04'27,91700"	Метанол	химические реагенты

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка манифольда А-101. Насос	7452	44°03'18,52579" 51°03'22,07525"	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка манифольда А-101. ЗРА ФС	7453	44°03'18,52579" 51°03'22,07525"	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос нефти на скважине DGA-34H	7454	44°02'41,05196" 51°03'17,52168"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Насос нефти на скважине DGA-53H	7455	44°03'56,98063" 51°03'38,91991"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины DGA-34H	7456	44°02'41,05196" 51°03'17,52168"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины DGA-53H	7457	44°03'56,98063" 51°03'38,91991"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины №229В	7458	44°03'58,43338" 51°07'28,15742"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины ДГА-63В	7459	44°05'26,90298" 51°06'21,44902"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины ДГА-68В	7460	44°04'46,59931" 50°57'59,66080"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины ДГА-56В	7461	44°01'36,26336" 51°00'59,83139"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Эксплуатационные и нагнетательные (НГК) скважины, узел приема скребков	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка скважины ДГА-57В	7462	44°03'03,56414" 51°09'01,44587"	Углеводороды предельные С1-С5	Нефть
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
ЦПС. Модификация системы затворного газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка отстойника пластовой воды V-603	7463	44.073744° 51.057097°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
					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
ЦПС. Модификация системы затворного газа	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка испарительной емкости гликоля V-403	7464	44.073637° 51.055036°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
					Углеводороды предельные С6-С10	
Модификация системы противопожарной защиты месторождения Дунга Мангистауской области. 1 очередь.	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка дренажной емкости Т-301	7465		Углеводороды предельные С1-С5	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Модификация системы противопожарной защиты месторождения Дунга Мангистауской области. 1 очередь.	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка сепаратора V-201/301	7466		Углеводороды предельные С1-С5	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	
Модификация системы противопожарной защиты месторождения Дунга Мангистауской области. 1 очередь.	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Межплощадка (эстакада)	7467		Углеводороды предельные С1-С5	Дизельное топливо
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Межплощадка	8001		Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР	8002	44.051806° 51.058194°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка БДР	8003	44.051830° 51.058207°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка установки подготовки морской воды	8004	44.051888° 51.058174°	Этиленгликоль	Охлаждающая жидкость
Установки системы подготовки и закачки воды (морской, пластовой)	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Площадка установки подготовки пластовой воды	8005	44.051899° 51.058257°	Углеводороды предельные С1-С5	Пластовая вода
					Углеводороды предельные С6-С10	
					Этиленгликоль	
					Углеводороды предельные С12-С19	

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
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Перегрузка и хранение строительных материалов	8300		Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	Стройматериалы
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Участок сварки	8301		Железа оксид	Сварочные электроды
					Марганец и его соединения	
					Азота диоксид	
					Углерод оксид	
					Фтористый водород	
					Фториды неорганические плохо растворимые	
					Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Участок покраски	8302		Ксилол	Лакокрасочный материал
					Толуол	
					Бутилацетат	
					Ацетон	
					Уайт-спирит	
					Взвешенные частицы	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Пыление при движении спецтехники	8303		Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	Стройматериалы
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Резка металла	8304		Железа оксид	Стройматериалы
					Марганец и его соединения	
					Азота 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
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Битумные работы	8305		Углеводороды предельные С12-С19	Битум
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Участок механической обработки металла	8306		Взвешенные частицы	Металлические изделия и материалы
					Пыль абразивная	
Строительно-монтажные работы	добыча нефти 720 300.0 т/год; добыча газа 66 000 000.0 м3/год	Уплотнение/ трамбовка	8307		Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	Грунт

1.8 Газовый мониторинг

Ввиду отсутствия у Филиала компании «Dunga Operating», осуществляющего операционную деятельность на месторождении Дунга, в собственности полигона твердых бытовых отходов проведение газового мониторинга настоящей Программой ПЭК не предусматривается.

1.9 Мониторинг эмиссий сточных вод

Ввиду отсутствия у Филиала компании «Dunga Operating», 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.

МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ

В соотвествии 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.

1.10 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 «Dunga Operating», 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_2);
- азота оксид (NO);
- серы диоксид (SO_2);
- углерода оксид (CO);
- сероводород (H_2S);
- смесь предельных углеводородов С1 –С5;
- 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_1-C_5 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					

1.10.1 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.

1.11 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.

1.11.1 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^3 каждая. Питьевая вода, используемая для приготовления пищи в столовой месторождения Дунга, хранится в емкости объемом 10 м^3.

Также на месторождении предусмотрены два пожарных резервуара объемом 700 м^3.

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 KZ82VTE00221913 от 02.02.2024 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 (оголовок, ствол) и водосборной части (зумпф).

Морская вода, пройдя естественную фильтрацию через рыхлые глиняно-песчаные отложения, поступает в водосборную камеру шахтного колодца и далее системой насосов подается на ЦПН месторождения Дунга.

В качестве рыбозащитного устройства боковая поверхность резервуаров обсыпана послойно фильтровой обсыпкой: валуны – 10-100 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 № KZ06VTE00222020 Серия «Каспийское море» (сброс) от 02.02.2024, со сроком действия до 18.05.2026 г.

1.11.2 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 раздельные 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^3.

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.

1.12 Мониторинг подземных вод

Для наблюдения за возможным влиянием производственной деятельности Филиала компании «Dunga Operating» на состояние подземных вод на месторождении Дунга с 2002 года было начато бурение и обустройство сети наблюдательных гидрогеологических скважин.

В период 2002-2008 гг. на территории месторождения Дунга ТОО «Мангистау-Мониторинг пробурило семь мониторинговых скважин. Скважины №№ Н-1, Н-2, Н-3, Н-6, Н-7 были расположены на участках, приближенных к эксплуатационным и/или нагнетательным скважинам, в центральной части месторождения. Мониторинговые скважины Н-4 и Н-5 были обустроены на периферии в северо-западной и юго-западной частях месторождения.

В 2012 году ТОО «Мангистау-ГеоСервисПроект» были пробурены три скважины №№ Н-8 в восточной части месторождения, Н-9 на юге и Н-13 в северной части месторождения. Глубина скважин – порядка 60 м. По мониторинговым скважинам №№ Н-8 и Н-9 был получен водоприток. Скважина № Н-13 оказалась безводной.

В 2013 году также компанией ТОО «Мангистау-ГеоСервисПроект» обустроены мониторинговые скважины № Н-10, глубиной около 50 м, №№ Н-11, Н-12 глубиной порядка 60 м. Скважины расположены по периметру, в южной части месторождения. По скважине № Н-10 был получен водоприток. Скважины №№ Н-11 и Н-12 оказлись безводными.

В 2014 году обустроены три скважины №№ Н-14, Н-15 – в северной и Н-16 в западной части месторождения, глубиной до 70 – 80 м. На мониторинговой скважине № Н-14 был получен водоприток. Скважины № Н-15 и №Н-16 оказались безводными. Работы по расширению мониторинговой сети в 2014 году и далее, включая 2017 год, выполнялись ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис».

В 2015 году были пробурены еще две скважины глубиной около 70,0 м. Скважина № Н-17 на северо-востоке месторождения в районе оврага Кокпекты, выполняющего разгрузку подземных и талых вод в урочище Дунга и №Н-18 – в центральной части промысла в районе РВС-2000 ЦПС. На мониторинговой скважине №Н-17 был получен водоприток. Скважина №Н-18 была безводная. Были также проведены работы по восстановлению скважины № Н-10, глубиной 60 м, поврежденной в конце 2014 г. По скважине №Н-10 был получен водоприток.

В 2016 и 2017 году были включены в мониторинговую сеть ещё две скважины. Были пробурены мониторинговые скважины №Н-19 и №Н-20, глубиной более 70,0 м. Скважина № Н-19 пробурена в районе РВС-5000 (резервуарный парк). Мониторинговая скважина № Н-20 пробурена в 4,5 км к югу от мониторинговой скважины Н-4, у юго-западной границы месторождения. Скважины окалались безводными.

Мониторинг подземных вод с 2014 г. проводился ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис». При этом, отбор проб на содержание химических веществ, в соответствии с ежегодным расширением мониторинговой сети, проводился в 2014 г. по 3 скважинам, в 2015 г. – по 4,

в 2016. и 2017 гг. - по пяти скважинам (№№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-14, Н-17) из двадцати пробуренных на этот период. Остальные, по результатам исследований ТОО «Актау-ГеоЭкоСервис», были безводными.

С 2018 г. мониторинг подземных вод и почв проводится ТОО «КАПЭ». В результате обследования мониторинговых скважин, специалистами ТОО «КАПЭ» (I полугодие 2018г.), вода была обнаружена в десяти из них: №№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-11, Н-13, Н-14, Н-16, Н-17, Н-18, Н-19.

В рамках проекта «Расширение мониторинговой сети и ведения мониторинга окружающей среды в 2018-2020 гг., ТОО «КАПЭ» пробурены скважины № Н-21, глубиной 70 м и № Н-22, глубиной 67 м. По скважинам №№ Н-21 и Н-22 получен водоприток. Скважины были включены в мониторинговую сеть.

В целях реализации аналогичного проекта ТОО «КАПЭ» на 2021-2023 гг., ТОО «КАПЭ» пробурены и обустроены мониторинговые скважины № Н-23, глубиной 82,0 м и № Н-24, глубиной 75,0 м. По вновь пробуренным скважинам №№ Н-23 и Н-24 был получен водоприток. Скважины включены в мониторинговую сеть для дальнейшего наблюдения за состоянием подземных вод.

Размещение мониторинговых скважин, пробуренных ТОО «КАПЭ», было выполнено с учетом особенностей гидрогеологических условий, характера и специфики возможного воздействия производственных объектов на подземные воды территории.

Для уточнения схемы размещения мониторинговой скважины, относительно существующих и проектируемых производственных объектов на местности, специалистами ТОО «КАПЭ», совместно с представителями компании было проведено рекогносцировочное обследование участка размещения скважины. Был проведен анализ особенностей гидрогеологических условий территории месторождения (характер распределения абсолютных отметок уровней подземных вод, локальность обводнения верхнемиоценового сарматского водоносного горизонта и др.).

Особенностями гидрогеологических условий на территории месторождения Дунга, является распространение на данной территории проницаемого практически безводного горизонта в северо-западной части и локально-водоносного сарматского горизонта на остальной, большей части горного отвода. В связи, с чем на разных, даже близко расположенных участках территории, подземные воды могут присутствовать в соответствующих отложениях на одном участке и отсутствовать на другом. Кроме того, на наличие или отсутствие воды в скважинах могут влиять сезонные условия питания подземных вод.

Таким образом, мониторинговая сеть в настоящее время состоит из 24-х наблюдательных скважин. При этом, в силу специфических гидрогеологических условий района, обусловленных наличием первого от поверхности локально-водоносного горизонта, 10-ть из 24-х пробуренных мониторинговых скважин на месторождении безводны.

В период проведения мониторинга в 2026 году настоящей программой предлагается продолжить наблюдения за качеством подземных вод на четырнадцати скважинах №№ Н-8, Н-9, Н-10, Н-11, Н-13, Н-14, Н-16, Н-17, Н-18, Н-19, Н-21, Н-22, Н-23, Н-24, с проведением отбора проб и лабораторных исследований, а также продолжить промеры уровней на десяти безводных скважинах №№ Н-1, Н-2, Н-3, Н-4, Н-5, Н-6, Н-7, Н-12, Н-15, Н-20. При повышении уровня подземных вод на любой из вышепречисленных 10-ти безводных мониторинговых скважин, должен производиться отбор и последующий лабораторный анализ проб.

На скважине №Н-16 с пониженным уровнем, предлагается продолжить наблюдения за пьезометрическим уровнем и, при достаточном уровне воды, возобновить отбор пробы с последующим лабораторным анализом.

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"

1.12.1 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 основого 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
Пробоотбоник погружной	Отбор проб воды
Бутылки из темного стекла для отбора проб воды на содержание углеводородов	Для проб воды
Пластиковые бутылки для отбора проб воды на контролируемые показатели	

Термобоксы с охлаждающими элементами	Для размещения отобранных проб и мелкого оборудования

1.12.2 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 горизона 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^3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
1	Скв. Н-8	Сухой остаток Хлориды Сульфаты Гидрокарбонаты Нитриты Нитраты Фториды Натрий Калий Кальций Магний Аммоний солевой Железо общее Сероводород Взвешенные вещества pH ХПК БПК5 СПАВ Фенолы Нефтепродукты Медь Цинк Свинец Никель Кадмий Кобальт α- и β- радиоактивность	-	1 раз в полугодие	В соответствии с областью аккредитации испытаткльной лаборатории (ИЛ)
2	Скв. Н-9		-		
3	Скв. Н-10		-		
4	Скв. Н-11		-		
5	Скв.Н-13		-		
6	Скв. Н-14		-		
7	Скв.Н-15		-		
8	Скв.Н-16		-		
9	Скв. Н-17		-		
10	Скв.Н-18		-		
11	Скв.Н-19		-		
12	Скв.Н-21		-		
13	Скв.Н-22		-		
14	Скв.Н-23		-		
15	Скв.Н-24		-		

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.

1.13 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 измене-

ний, 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″

№ точек мониторинга	Координаты точек мониторинга (СЭП)	
	широта –N	долгота – E
СЭП-15	44° 04′ 48,615″	51° 00′ 38,701″
СЭП-16	44° 03′ 19,864″	51° 01′ 21,704″
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 х 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 СЭП-4 СЭП-5 СЭП-6 СЭП-7 СЭП-8 СЭП-9 СЭП-10 СЭП-11 СЭП-12 СЭП-13 СЭП-14 СЭП-15 СЭП-16	Нефтяные углеводороды	100,0*	1 раз в полгода	ИК-спектрометрия или хроматография
	Медь (подвижная форма)	3,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
	Цинк (подвижные формы)	23,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
	Свинец (валовое содержание)	32,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия
	Никель (подвижная форма)	4,0	1 раз в полгода	спектрофотометрия

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

МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

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

1.14 Мониторинг растительности

Мониторинг растительности в 2026 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, сильноразветвленных, «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 оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2026 год.

1.15 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 (Leparidae), 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 2026 год.

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, представленных 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.

Реузультаты 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 2026 году будет проодолжено 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 2026 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 радиационнного 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.**

1.16 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 мониотринга 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.

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 лаборатория, аккредитованными на право проведения данного 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.**

МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

1.17 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.

1.18 Обеспечение качества инструментальных измерений в лаборатори

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 соответствие 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 обнажения 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 соответствие 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.

ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

1.19 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, разрешении 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 Филиала компании «Dunga Operating». Плановые проверки проводятся в соответствии с Графиком проведения плановых аудитов на 2026 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 компании «Dunga Operating» (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

1.20 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.

1.21 Порядок функционирования информационной системы

В рамках Программы производственного экологического контроля Филиалом компании «Dunga Operating» 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, определяет 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 компании «Dunga Operating» 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.

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

В обязанности Департамента ОТ ТБ и ООС Филиала компании «Dunga Operating» в Республике Казахстан 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
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

Вид контроля	Периодичность	Ответственное лицо
Расчёт и контроль за осуществлением регулярных платежей за эмиссии в ОС	Ежеквартально	Советник по экологии

ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ

Основными условиями производственной деятельности на месторождении Дунга Филиала компании «Dunga Operating» в Республике Казахстан 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 Филиала компании «Dunga Operating» 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.

1.23 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. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.08.2024 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».