



Утверждаю:
Генеральный директор
Филиала Компании
«Jupiter Energy Pte. Ltd.»
в Республике Казахстан



Жапаров А.Б.

« » 2025 г.

ПРОГРАММА

**производственного экологического контроля
для месторождения Аккар Восточный
Компании «Jupiter Energy Pte.Ltd.» на 2026 г.**

Договор №JPT25/2412/00/C от 07.04.2025 г.



Разработчик:

Директор
ТОО «CASPIAN HES CONSULTING»



Э. Маркабаева

г. Актау, 2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	2
1. Общие сведения о предприятии	3
2. Обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров (отходы производства и потребления), отслеживаемых в процессе производственного мониторинга	8
3. Операционный мониторинг.....	10
3.1 Операционный мониторинг за водоснабжением и водоотведением	10
4.1 Операционный мониторинг за состоянием атмосферного воздуха	10
4.2 Операционный мониторинг за отходами производства и потребления	10
4. мониторинг эмиссий.....	11
4.3 Мониторинг эмиссий НДС.....	11
4.4 Газовый мониторинг.....	30
4.5 Мониторинг эмиссий НДС.....	30
4.6 Мониторинг эмиссии отходов производства и потребления	30
5. Мониторинг воздействия.....	32
5.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух	33
5.2 Мониторинг воздействия на водные ресурсы (грунтовые воды)	36
5.3 Мониторинг уровня загрязнения почвы и растительности	37
5.4 Мониторинг биоразнообразия.....	39
5.5 Радиационный мониторинг.....	40
5.6 Внутренние проверки	42
5.7 Процедура устранения нарушений.....	43
5.8 Механизмы обеспечения качества получаемых данных.....	43
5.9 Протокол действий во внештатных ситуациях	43
5.10 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации аварийных ситуаций	44
6 Организация производственного экологического контроля	45
Перечень используемой литературы.....	46

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Недропользователем месторождения Аккар Восточный является Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.», представленная своим зарегистрированным Филиалом в Республике Казахстан, которое владеет Контрактом №4803-УВС МЭ от 02.03.2020 г. на добычу углеводородов на месторождении Аккар Восточный в пределах блока XXXVI–11-F (частично) и Дополнение №1 (ГРН.№5117-УВС от 14.10.2022 г.), в соответствии с которым закреплен период добычи на срок до 02 марта 2045 года, с учетом закрепленного ранее в контракте подготовительного периода.

На основе утвержденных запасов был разработан «Проект разработки месторождения Аккар Восточный по состоянию на 01.10.2020 г.» с проектными показателями до 02.03.2045 г. (Протоколы №2/12 от 25.06.2020 г.)

В 2023 г. был разработан «Дополнение к Проекту разработки месторождения Аккар Восточный» с проектными показателями по 2026 г. (Протокол №43/6 от 28-29.09.2023 г.).

В 2025 году разработана «Корректировка №2 «Программы развития переработки сырого газа на месторождении Аккар Восточный на 2024-2026 гг. с технологическими показателями на 2026 г.» (Протокол рабочей группы №17/4 от 12 сентября 2025 г.

Месторождение Аккар Восточный входит в контрактную территорию компании «Jupiter Energy Pte. Ltd» и в административно-территориальном отношении находится в Мунайлинском районе Мангистауской области Республики Казахстан.

Месторождение Аккар Восточный примыкает с юга к региональному Жетыбайскому нарушению, которое протягивается в юго-восточном направлении. Оно состоит из трех блоков, в пределах восточного (блок №3) в южной его части располагается скважина №2, а в присводовой части пробурена новая скважина №52. Западный блок (блок №1) примыкает к восточному блоку месторождения Аккар Северный.

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Жетыбай (35 км к востоку) и железнодорожные станции Жетыбай (50 км к юго-востоку) и Мангышлак 40 км к западу). Областной центр - город Актау, расположен в 60 км на запад от площади работ.

К югу от разведочного блока, примерно в 10,0 км, проходят магистральный нефтепровод Узень–Актау (морской порт) и автомобильная дорога г.Жанаозен – г.Актау. Крупное месторождение Жетыбай, разрабатываемое с 60-х годов, расположено в 50,0 км к юго-востоку.

Контрактная территория располагается в пределах плато Мангышлак с отметками рельефа 130-160 м. Исследуемый район относится к зоне полупустынь и представляет собой слабоволнистую равнинную местность, наклоненную к юго-западу в сторону Каспийского моря.

В пределах района постоянная гидрографическая сеть и источники питьевого водоснабжения отсутствуют. Питьевая вода поступает из водопровода Урал-Мангистау в поселок Жетыбай. Ближайший водозабор питьевой воды (Куюлус) расположен в 8 км к западу от площади. Солоноватую воду получают в колодцах и мелких скважинах с глубины до 30 м, Техническую воду для нужд буровых работ получают из альб-сеноманских отложений с глубин 650-800 м (дебиты до 300 м³/сут.).

Климат района резко континентальный, среднегодовое количество осадков не превышает 130,0 мм, из них на осенне-зимний период приходится 45,0 мм, а на весенне-летний период - 85,0 мм. Среднегодовая температура составляет +8,0°C. Весна короткая с редким переходом в засушливое лето с температурой до +40°C. Зима продолжается с ноября по март (190 дней), умеренно холодная со средними температурами от -5,0°C до -10,0°C, редко температура опускается до -30,0°C, иногда в особо холодные зимы до -40,0°C, без больших снегопадов, с сильными ветрами.

Растительность района характерна для пустынь и представлена засухоустойчивыми и неприхотливыми к почвам полукустарниками и разнотравьем, высыхающим в начале лета. Животный мир беден и представлен сайгаками, волками, лисами, грызунами и пресмыкающимися. Район работ слабо населен, местное население занято в животноводстве и на нефтепромыслах.

В 2026 г. предусматривается эксплуатация тремя скважинами (№19, №51, №52), которые будут эксплуатироваться фонтанным и механическим способом добычи. Переход на механический способ добычи – УЭЦН будет произведен после уменьшения объема добычи при фонтанировании.

В таблице 1.1.1 представлены основные показатели месторождения Аккар Восточный на 2026 г.

Таблица 1.1.1 Основные производственные показатели месторождения Аккар Восточный на 2026 г.

№	Наименование	Ед. изм.	Показатель
			2026 г.
1	Добыча нефти	тыс. т/год	25,0
2	Добыча сырого газа	млн. м³/год	4,081
3	Расход сырого газа на собственные технологические нужды	млн. м³/год	1,761372
4	Объем сырого газа, транспортируемый через систему газопровода АО "ММГ" до ТОО "КазГПЗ"	млн. м³/год	2,319628
5	Объем при технологическом неизбежном сжигании сырого газа	млн. м³/год	0,0

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Аккар Восточный в 2026 г. является эксплуатация трех скважин (№19, №51, №52).

Также предусмотрены выбросы от промыслового подземного коллектора Ø108x5 мм от скважин №№50, 51, 19, 52 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунайгаз" АО "Мангистаумунайгаз".

На месторождении Аккар Восточный расположен Вахтовый поселок. На территории Вахтового поселка расположены: емкость для дизельного топлива; дизель-генератор АД-170 (резервный), а также площадка для заправки дизельным топливом, которые являются источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

В 2026 г. планируется проведение 3-х КРС на скважинах №№19, 51, 52.

В 2026 году проведение планово-предупредительных работ (ППР) на скважинах №№ 19, 51, 52 не предусмотрено. В связи с чем объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования составит 0,00 м³.

Общие сведения о предприятии представлены в таблице 1.1.2.

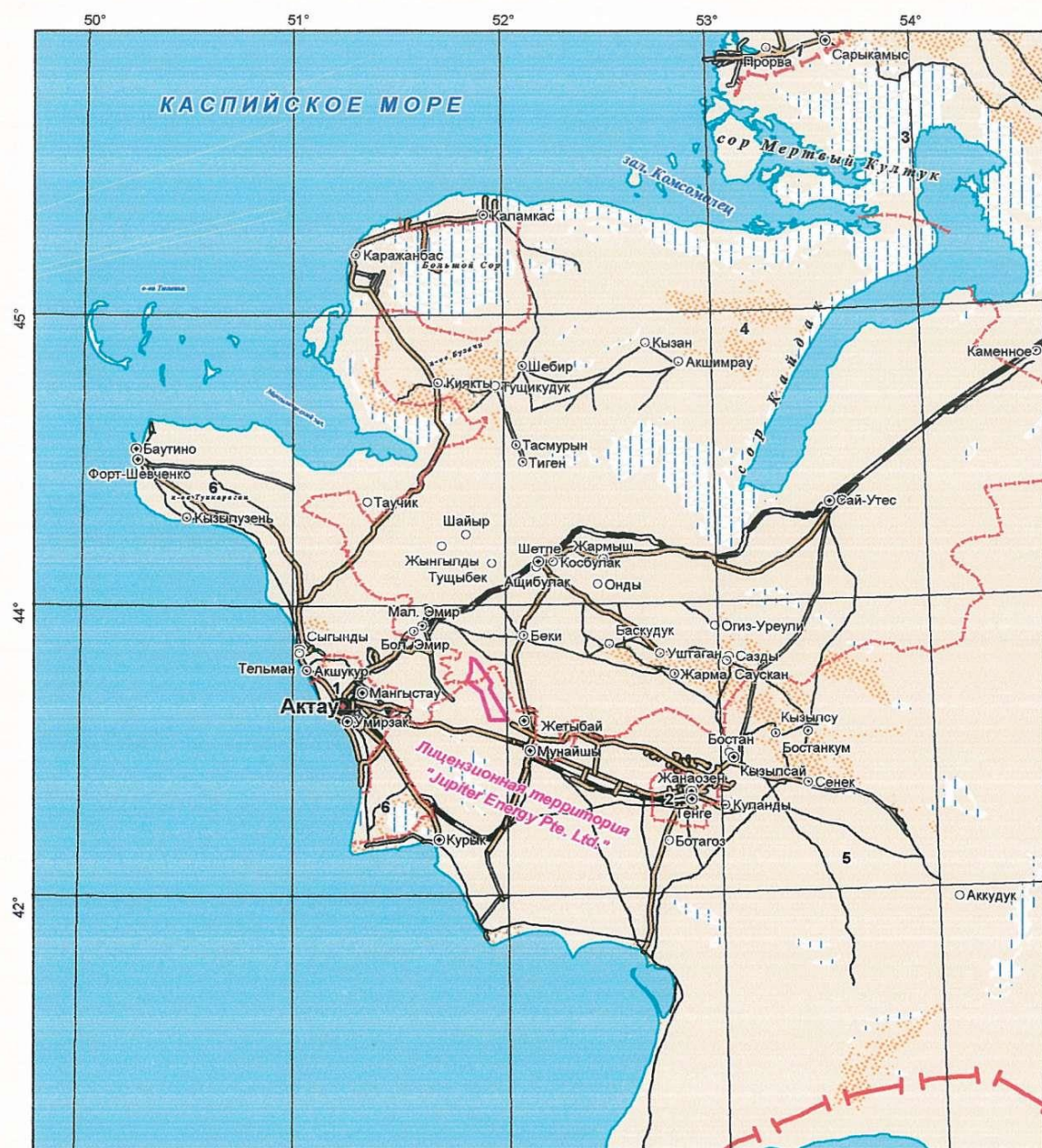
Обзорная карта расположения месторождения Аккар Восточный Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.», представлена на рис.1.1.1.

Ситуационная карта расположения скважин на месторождении Аккар Восточный представлена на рис. 1.1.2.

Таблица 1.1.2 Общие сведения о предприятии

Наименование производственного объекта	Месторасположение по коду КАТО (Классификатор административно-территориальных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес Идентификационный номер оператора объекта (БИН)	Вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (ОКЭД)	Краткая характеристика производственного процесса	Реквизиты	Категория объекта	Проектная мощность предприятия
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Месторождения: Аккар Восточный	475000000	Мунайлинский район Мангистауской области, Координаты угловых точек: 43° 36' 15"N 51° 55' 08"E 43° 41' 59"N 51° 52' 58"E 43° 44' 24"N 51° 48' 48"E	080641001287	06100	Добыча нефти и сырого газа	«Jupiter Energy Pte. Ltd.» Мангистауская обл., г. Актау, 130000, 12 мк-рн, здание 79, бизнес центр «Жастар» РНН 600400595570 КБЕ 27 IBAN KZT: KZ 739470398000042467 В АО ДБ «Альфа-Банк» БИК: ALFAKZKA	2	Аккар Восточный на 2026 г.: Добыча нефти - 25,0 тыс. т/год Добыча газа - 4,081 млн. м³/год

		43° 46' 00"N 51° 50' 00"E						
		43° 49' 00"N 51° 50' 00"E						
		43° 48' 36"N 51° 51' 30"E						
		43° 43' 53"N 51° 55' 48"E						
		43° 42' 49"N 51° 55' 07"E						
		43° 36' 15"N 52° 00' 13"E						



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 масличата г. Актау
- 2 территория, находящаяся под управлением масличата г. Жанаозен
- 3 Бейнеульский район
- 4 Мангистауский район
- 5 Каракиянский район
- 6 Тупкараганский район

Рис. 1.1.1 Обзорная карта расположения контрактной территории Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.»

2. ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ И ИНЫХ ПАРАМЕТРОВ (ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ), ОТСЛЕЖИВАЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА

Программа производственного экологического контроля (ПЭК) – руководящий документ для проведения производственного экологического контроля и производственного мониторинга окружающей среды, который представляет собой комплекс организационно-технических мероприятий по определению фактического состояния окружающей среды в результате деятельности предприятия.

Программа разрабатывается как единый, самостоятельный документ внутреннего пользования, на основе проектов нормативов предельно допустимых выбросов на месторождения компании и является руководством для проведения производственного экологического контроля и производственного мониторинга окружающей среды.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью. В рамках осуществления производственного экологического контроля выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

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

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Мониторинг воздействия включается в программу производственного экологического контроля для отслеживания соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды либо определено в комплексном экологическом разрешении.

Производственный мониторинг, в соответствии с законодательством РК, будет проводиться на месторождении Аккар Восточный, исходя из запланированного на 2026 г. объема работ.

При организации мониторинга учитываются: расположение источников воздействия на окружающую среду, режим работы, производительность оборудования и мероприятия по жизнеобеспечению персонала.

Перечень компонентов окружающей среды, за которыми предлагается вести мониторинговые наблюдения включает: атмосферный воздух, почвы и растительность, радиационный мониторинг. Также в рамках производственного мониторинга необходимо предусмотреть постоянный контроль системы управления отходами и объемов водопотребления и водоотведения.

Мониторинг на месторождении Аккар Восточный включает в себя следующее:

- мониторинг эмиссий на источниках выбросов расчетным методом (исходя из фактически использованного объема топлива и строительных материалов по методикам, утвержденным в РК и использованным в соответствующем разделе РООС к проектной документации) 1 раз за период проведения работ;
- мониторинг почвы на территории месторождения аналитическим методом 1 раз за период проведения работ,
- радиационный мониторинг на территории месторождения аналитическим методом 1 раз за период проведения работ,
- мониторинг растительности и животного мира – 1 раз за период работ, визуальным методом;
- мониторинг системы управления отходами включает:
 - своевременное заключение договоров со специализированными организациями на вывоз отходов – 1 раз за период работ;
 - ежедневный контроль раздельного сбора образующихся отходов в герметичные контейнеры и своевременный их вывоз;
- мониторинг объемов водопотребления и водоотведения включает:

- своевременное заключение договоров со специализированными организациями на вывоз стоков – 1 раз за период работ;
- ежедневный учет фактического расхода воды на питьевые и производственные нужды.

Методы ведения мониторинга, периодичность наблюдений, расположение точек мониторинга, состав контролируемых параметров определяются особенностями компонентов и описаны при характеристике наблюдений за каждым компонентом.

3. ОПЕРАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ

Согласно п.3 ст. 186 Экологического Кодекса РК операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности объекта находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства.

Основными производственными процессами при производственной деятельности на месторождении Аккар Восточный являются: добыча нефти и сырого газа, подготовка и транспортировка нефти. Операционный мониторинг обеспечивает контроль за соблюдением параметров производственного процесса в целях исключения сбоев технологических режимов, предотвращения загрязнения окружающей среды и обеспечения качества производимой продукции.

Согласно п.3 ст. 186 Экологического Кодекса РК операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности объекта находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства.

3.1 Операционный мониторинг за водоснабжением и водоотведением

Операционный мониторинг водохозяйственной деятельности включает контроль объемов используемых водных ресурсов на производственные и хозяйственно-питьевые нужды, контроль за объемами отводимых сточных вод. В рамках операционного мониторинга проводится анализ состояния системы водопотребления и водоотведения, емкостей и канализационных септиков. Заключается Договор на вывоз сточных вод.

Сбросы сточных вод от объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

3.2 Операционный мониторинг за состоянием атмосферного воздуха

Операционный мониторинг за состоянием атмосферного воздуха осуществляется собственными силами и заключается в регулярном контроле и осмотре технического состояния источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. По результатам контроля заполняется документация по техническому состоянию оборудования.

На объекте ведется документация по расходу материалов, применяемых при работе источников выбросов. С целью надлежащей эксплуатации оборудования и соблюдения условий технологического регламента работ, проводится анализ расхода материалов с целью возможного выявления ненадлежащей эксплуатации оборудования или своевременного обнаружения поломки.

3.3 Операционный мониторинг за отходами производства и потребления

В рамках проведения производственного контроля в области управления отходами, предусматривается проведение операционного мониторинга. Данный вид мониторинга включает слежение за выполнением технологии производства; выполнение мониторинга лимитов накопления отходов.

Все виды отходов производства и потребления, которые образуются при эксплуатации месторождения Аккар Восточный своевременно будут передаваться в специализированную организацию – ТОО «Эко сервис Нефтегаз», имеющую лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, подвид деятельности «Переработка, обезвреживание, утилизация и (или) уничтожение опасных отходов».

Производственный контроль управления отходами предусматривает также ведение учета объема, образования, накопления и отгрузки отходов с заполнением форм и журналов.

Производственный контроль при управлении отходами будет сводиться в основном к визуальному осмотру мест накопления отходов на предмет целостности твердого покрытия, целостности контейнеров и емкостей и соблюдения правил их заполнения во избежание переполнения отходами. Кроме того, будут контролироваться сроки накопления отходов и лимиты накопления отходов. Критерием мониторинга являются утверждённые лимиты накопления в соответствии с экологическим разрешением на лимиты накопления, выданным уполномоченным органом на соответствующий период.

4. МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ

4.1 Мониторинг эмиссий НДВ

Основным видом производственного экологического контроля за соблюдением установленных нормативов допустимых выбросов (НДВ) для стационарных источников с организованным выбросом, дающих наибольший вклад в загрязнение атмосферы, является контроль непосредственно на самих источниках. Организация производственного экологического контроля на источниках включает в себя:

- перечень загрязняющих веществ, подлежащих контролю;
- перечень источников, подлежащих контролю;
- частота (период) контроля;
- методы контроля загрязняющих веществ на источниках.

Методы контроля загрязняющих веществ на источниках определяют в зависимости от технической оснащенности организации (аккредитованная лаборатория), выполняющей производственный экологический контроль природопользователя.

Инструментальные замеры на источниках выбросов с необходимой частотой будут выполняться на всех предложенных Программой ПЭК организованных источниках, находящихся в эксплуатации на период проведения мониторинга. В случае обнаружения превышений нормативов эмиссий по загрязняющим веществам проводится повторное измерение инструментальным методом. Контроль на организованных источниках выбросов ЗВ продолжится до устранения причин превышения.

Контроль на источниках выбросов на месторождении Аккар Восточный предусмотрен расчетным методом (с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов).

Периодичность контроля для всех источников – 1 раз квартал.

Общие сведения об источниках выбросов на месторождении Аккар Восточный представлены в таблице 4.1.1.

В 2026 г. на месторождении Аккар Восточный Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» будут функционировать всего **124 источника выброса** загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе организованных – **46 источников**, неорганизованных - **78 источников**.

Таблица 4.1.1. Общие сведения об источниках выбросов на месторождении Аккар Восточный

№ п/п	Наименование показателей	Эксплуатация месторождения Аккар Восточный
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	124
2	Организованных, из них:	-
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	-
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	-
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	-
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	-
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	46
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	-
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	-
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	46
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	78

Координаты скважин месторождения Аккар Восточный представлены в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.2 Координаты скважин месторождения Аккар Восточный

точки №№ Скв.	Системы координат / Вид					
	WGS-84		СК-42			
	угловые		угловые		линейные	
	широта	долгота	широта	долгота	широта	долгота

№51	43 ⁰ 45°17.31 ¹¹	51 ⁰ 50°43.52 ¹¹	43 ⁰ 45°17.15 ¹¹	51 ⁰ 50°47.71 ¹¹	4847908.122	9568181.812
№52	43 ⁰ 44°59.70 ¹¹	51 ⁰ 51°21.77 ¹¹	43 ⁰ 44°59.54 ¹¹	51 ⁰ 51°25.96 ¹¹	4846473.510	9569043.060
№53	43 ⁰ 43°39.12 ¹¹	51 ⁰ 52°23.58 ¹¹	43 ⁰ 43°38.96 ¹¹	51 ⁰ 52°27.77 ¹¹	4844000.752	9570452.205
№19	43 ⁰ 45°30.99 ¹¹	51 ⁰ 51°06.89 ¹¹	43 ⁰ 45°30.87 ¹¹	51 ⁰ 51°11.06 ¹¹	4847436.938	9568699.771

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями представлены в таблице 4.1.3

Таблица 4.1.3 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом на месторождении Аккар Восточный в 2026 г. представлены в таблице 4.1.4.

Таблица 4.1.4 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом на месторождении Аккар Восточный в 2026 г.

Наименование площадки.	Источники выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ	Вид потребляемого сырья/материала (название)
	наименование	номер			
2		1		3	8
Скважина №51	Факельная установка	0101	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	-	Газ
				-	
				-	
				-	
				-	
Скважина №51	Дизель-генератор JD-170 (резервный)	0102	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №51	Устьевой нагреватель УН-0,2	0103	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	

				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Метан (727*)	
Скважина №51	Продувочная свеча УН-0,2	0104	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	Газ
Скважина №51	Устьевой нагреватель УН-0,2 (циркуляционный)	0105	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	Газ
Скважина №51	Продувочная свеча УН-0,2 (циркуляц.)	0106	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	Газ
Скважина №51	Накопительная емкость для нефти	0107	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	Нефть
Скважина №51	Дренажная емкость	0108	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	-
Скважина №51	Стояк налива нефти в автоцистерны	0109	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	Нефть
Скважина №51	Дизель-генератор AJD-170 (резерв)	0110	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Формальдегид (Метаналь) (609)	Дизельное топливо

				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №51	Буферная емкость	0118	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	ГПУ-250	0119	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №51 (КРС)	АПР 60/80. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 подъемного агрегата	0120	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №51 (КРС)	Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236	0121	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	

				Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №51 (КРС)	Паровая передвижная установка (ППУ)	0123	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	
Скважина №51 (КРС)	ДЭС, 100 кВт	0124	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52	Факельная установка	0201	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	-	Газ
				-	
				-	
				-	
				-	
Скважина №52	Дизель-генератор AJD-170 (резерв)	0202	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	

				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52	Устьевой нагреватель УН-0,2	0204	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Метан (727*)	
Скважина №52	Продувочная свеча устьевого нагревателя УН-0,2	0205	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Газ
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №52	Устьевой нагреватель (циркуляционный) УН-0,2	0206	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Метан (727*)	
Скважина №52	Продувочная свеча устьевого нагревателя (циркуляционного) УН-0,2	0207	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Газ
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №52	Накопительная емкость для нефти	0208	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Дренажная емкость	0209	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Стояк налива нефти	0210	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Вахтовый поселок	Емкость для дизельного топлива	0211	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	-

				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Вахтовый поселок	Дизель-генератор AJD-170 (резервный)	0214	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52	Буферная емкость	0226	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	ГПУ 500 кВт	0227	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52 (КРС)	АПР 60/80. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 подъемного агрегата	0228	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	

				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52 (КРС)	Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236	0229	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52 (КРС)	Паровая передвижная установка (ППУ)	0231	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	
Скважина №52 (КРС)	ДЭС, 100 кВт	0232	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №19	Факельная установка	0401	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	-	Газ

				-	
				-	
				-	
				-	
Скважина №19	Устьевой нагреватель УН-0,2	0403	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Метан (727*)	
Скважина №19	Продувочная свеча устьевого нагревателя УН-0,2	0404	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Газ
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №19	Устьевой нагреватель (циркуляционный) УН-0,2	0405	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Метан (727*)	
Скважина №19	Продувочная свеча устьевого нагревателя (циркуляционного) УН-0,2	0406	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Газ
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №19	Накопительная емкость для нефти	0407	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Дренажная емкость	0408	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Стояк налива нефти	0409	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Дизель-генератор АЖД-170 (резервный)	0410	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	

				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №19	Буферная емкость	0419	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	ГПУ-250	0420	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Газ
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №19 (КРС)	АПР 60/80. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 подъемного агрегата	0421	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	

Скважина №19 (КРС)	Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236	0422	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №19 (КРС)	Паровая передвижная установка (ППУ)	0424	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
Скважина №19 (КРС)	ДЭС, 100 кВт	0425	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизельное топливо
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
				Формальдегид (Метаналь) (609)	
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №51	Площадка скважины №51	6101	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	-
Скважина №51	Площадка трубопровода	6102	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка блока розжига факела	6103	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	-	-
				-	
Скважина №51	Площадка газового расширителя	6104	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №51	Площадка узла учета газа	6105	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №51	Площадка устьевого нагревателя УН-0,2	6106	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка устьевого нагревателя УН-0,2 (циркуляционного)	6107	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка буферной емкости и накопительной емкости для нефти	6108	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка газового сепаратора	6109	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №51	Площадка дренажной емкости	6110	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Насос НБ-50	6111	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Насос НБ-50	6112	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Насос центробежный	6113	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Насос центробежный	6114	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка насосов НБ-50 и насосов центробежных	6115	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка стояка налива нефти	6117	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	Площадка БДР	6120	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
				Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	
Скважина №51	Запорно-регулирующий блок	6127	43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	

Скважина №51	Узел учета нефти	6128	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №51	ЗРА, ФС газовой обвязки ГПУ	6129	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
Скважина №51 (КРС)	Блок приготовления цементного раствора	6130	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	-
Скважина №51 (КРС)	Технологическая емкость, 40 м ³	6131	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №51 (КРС)	Технологическая емкость, 12 м ³	6132	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №51 (КРС)	Технологическая емкость, 50 м ³ (2 ед.)	6133	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №51 (КРС)	Технологическая емкость, 8 м ³	6134	43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №52	Площадка скважины № 52	6201	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка трубопровода	6202	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка блока розжига факела	6203	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	-	-
				-	
Скважина №52	Площадка газового расширителя	6204	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №52	Площадка узла учета газа	6205	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №52	Площадка устьевого нагревателя УН-0,2	6206	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка устьевого нагревателя (циркуляционного) УН-0,2	6207	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка буферной емкости и накопительной емкости для нефти	6208	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка газового сепаратора	6209	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №52	Площадка дренажной емкости	6210	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Насос НБ-50	6211	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Насос НБ-50	6212	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Насос центробежный	6213	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Насос центробежный	6214	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка насосов НБ-50 и насосов центробежных	6215	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	Площадка стояка налива нефти	6217	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Вахтовый поселок	Пистолет для заправки дизельного топлива (заправочная колонка)	6218	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	-
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
				Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	
Скважина №52	Площадка БДР	6221	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
				Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	
Вахтовый поселок	Площадка заправки	6222	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	-
				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Скважина №52	Запорно-регулирующий блок	6229	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	

Скважина №52	Узел учета нефти источник	6230	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №52	ЗРА,ФС газовой обвязки ГПУ	6231	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
Скважина №52 (КРС)	Блок приготовления цементного раствора	6232	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	-
Скважина №52 (КРС)	Технологическая емкость- 40 м³	6233	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №52 (КРС)	Технологическая емкость, 50 м³ (2 ед.)	6235	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №52 (КРС)	Технологическая емкость, 8 м³	6236	43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №19	Площадка скважины № 19	6401	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Площадка трубопровода	6402	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Площадка блока розжига факела	6403	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	-	-
				-	
Скважина №19	Площадка газового расширителя	6404	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	

Скважина №19	Площадка узла учета газа	6405	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №19	Площадка устьевого нагревателя УН-0,2	6406	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
Скважина №19	Площадка устьевого нагревателя (циркуляционного) УН-0,2	6407	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Метилбензол (349)	-
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
Скважина №19	Площадка буферной емкости и накопительной емкости для нефти	6408	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
				Метилбензол (349)	
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Скважина №19	Площадка газового сепаратора	6409	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Бензол (64)	-
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
Скважина №19	Площадка дренажной емкости	6410	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	-
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Насос НБ-50	6411	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
Скважина №19	Насос НБ-50	6412	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Метилбензол (349)	-
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	

Скважина №19	Насос центро- бежный	6413	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Насос центро- бежный	6414	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Площадка насо- сов НБ-50 и насо- сов центробеж- ных	6415	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Площадка стояка налива нефти	6417	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Площадка БДР	6420	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	-
				Пропан-2-ол (Изопропи- ловый спирт) (469)	
Скважина №19	Запорно-регули- рующий блок	6424	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	Узел учета нефти	6425	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
Скважина №19	ЗРА, ФС газовой обвязки ГПУ	6426	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	-

Скважина №19 (КРС)	Блок приготовления цементного раствора	6427	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	-
Скважина №19 (КРС)	Технологическая емкость - 40 м³	6428	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №19 (КРС)	Технологическая емкость, 50 м³ (2 ед.)	6430	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-
Скважина №19 (КРС)	Технологическая емкость, 8 м³	6431	43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	-

4.2 Газовый мониторинг

Согласно Правил разработки программы производственного экологического контроля (Гл. 2, п. 1, п.п. 8) газовый мониторинг проводится при наличии на предприятии в собственности полигона твердых бытовых отходов. На контактной территории ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» в собственности или иной законной собственности отсутствует полигон твердых бытовых отходов, в связи с чем настоящей ПЭК газовый мониторинг не предусмотрен.

Таблица 4.2.1 Сведения о газовом мониторинге

Наименование полигона	Координаты полигона	Номера контрольных точек	Место размещения точек (географические координаты)	Периодичность наблюдений	Наблюдаемые параметры
1	2	3	4	5	6
-*	-	-	-	-	-

* **Примечание:** Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.» не имеет в частной собственности или ином законном пользовании полигонов ТБО.

4.3 Мониторинг эмиссий НДС

Сброса сточных вод в водоемы, водотоки и пруды накопители на территории производства работ не предусмотрено. Сточные воды передвижной техникой вывозятся на очистные сооружения или полигоны отходов по договору со специализированными организациями.

Таблица 4.3.1 Сведения по сбросу сточных вод

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
-*	-	-	-	-

* **Примечание:** Сброс сточных вод производится в гидроизолированный септик. Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.» полностью передаёт все сточные воды специализированным организациям. Сброса сточных вод в водные объекты и на рельеф местности не предполагаются.

4.4 Мониторинг эмиссии отходов производства и потребления

Согласно Статьи 159, п.3, п.п.7 Экологического кодекса республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК отходы и управление ими являются объектами экологического мониторинга

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутривыпускной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по управлению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

Основными моментами экологической безопасности, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- предупреждение образования отдельных видов отходов и уменьшение образования объемов образования других;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов.

Основными факторами, определяющими периодичность контроля и выбор точек замеров загрязняющих веществ, являются:

- опасные свойства (взрыво- и пожароопасность, агрегатное состояние);
- физико-химические свойства отходов (растворимость в воде, летучесть, реакционная способность);
- способ хранения отходов.

За всеми видами отходов, образующихся при проведении работ, достаточно визуального наблюдения за условиями временного хранения отходов, герметичностью тары и ее состоянием, периодичностью вывоза отходов или передачи работникам предприятия, своевременным использованием отходов на предприятии.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

При эксплуатации месторождения Аккар Восточный Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» в 2026 г. возможно образование 17-ти видов отходов, из них: 8 видов – опасные отходы и 9 видов – неопасные отходы.

Отходы, получаемые от третьих лиц отсутствуют.

Накопленные отходы отсутствуют.

Информация по отходам производства и потребления представлена в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1. Информация по отходам производства и потребления

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Вид операции, которому подвергается отход
1	Отходы обратной промывки скважин (ООПС)	06 05 02*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку термическим методом на установке УОМ-15
2	Нефтешлам	05 01 03*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку термическим методом на установке УЗГ-1
3	Отработанные масла	13 02 06*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку термическим методом на установке УЗГ-1
4	Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку термическим методом на установке ПиАР-0,5

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Вид операции, которому подвергается отход
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку термическим методом на установке ПиАР-0,5
6	Использованная тара из-под масел, химреагентов	15 01 10*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» по договору на утилизацию - частично – на повторное использование, частично – термический метод – на сжигание на установке ПиАР-0,5
7	Использованная тара из-под ЛКМ	08 01 11*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» по договору на утилизацию - термический метод - сжигание на установке ПиАР-0,5
8	Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» по договору на переработку - регенерация (передача в специализированную организацию для дальнейшей переработки)
1	Медицинские отходы	18 01 04	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» по договору на утилизацию -сжигание в специальной печи
2	Отработанные светодиодные лампы	20 01 36	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» по договору на переработку - разборка на компоненты с утилизацией
3	Строительные отходы	17 09 04	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» по договору на переработку (передача в ТОО «Мангистау Тазалык»)
4	Металлолом	16 01 17	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку (передача в пункты приема металлолома)
5	Огарки сварочных электродов	12 01 13	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на переработку (передача в пункты приема металлолома)
6	Пластиковые отходы	15 01 02	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на утилизацию – на сжигание
7	Бумага и картон (использованная упаковка)	15 01 01	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на утилизацию – на сжигание
8	Твердые бытовые отходы (ТБО).	20 03 01	Передаются в ТОО «Эко сервис Нефтегаз» на захоронение на полигон ТБО
9	Пищевые отходы	20 01 08	Передаются на корм скоту в ближайшее фермерское хозяйство

5. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Проведение мониторинга воздействия включается в программу производственного экологического контроля в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

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

Мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее мониторинг воздействия, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

5.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух

Воздействие на атмосферный воздух от источников загрязнения атмосферы, рассмотренных настоящей Программой, можно определить с помощью измерений приземных концентраций основных загрязняющих веществ на специально выбранных контрольных точках.

Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления её изменений. Контроль содержания ЗВ в атмосферном воздухе на месторождении Аккар Восточный в 2026 г., проводится согласно таблице 5.1.1.

Точки отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга и места проведения измерений

В настоящей Программе производственного экологического контроля, замеры концентраций ЗВ предлагается производить на границе санитарно-защитной зоне (СЗЗ).

Установленная граница СЗЗ - 500 м: 2 точки с наветренной стороны, 2 точки с подветренной стороны.

Инструментальные измерения концентрации загрязняющих веществ предлагается проводить при помощи газоанализатора, прошедшего поверку. При наблюдении за уровнем загрязнения атмосферы использовался разовый режим отбора проб с продолжительностью отбора- 20 мин. На высоте 1,5-2,0 метра, согласно ГОСТ 17.2.3.01-86, ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ. РК 2036-2010. Для повышения репрезентативности результатов в случае неустойчивости направления и скорости ветра пробы будут отбираться веером с расстоянием между ними 10,0 м.

Одновременно с измерением максимально разовых концентраций загрязняющих веществ, содержащихся в приземном слое атмосферы, определялись метеорологические параметры: направление и скорость ветра, температура воздуха, атмосферное давление, относительная влажность.

Таблица 5.1.1. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха на месторождении Аккар Восточный на 2026 г.

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	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
Месторождение Аккар Восточный					
№1 51 (СЗЗ-1) 43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Азота диоксид (NO ₂)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК 1517-2006, СТ РК 2.302-2014,ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014; МВИ-4215-007-56591409-2009
	Серы диоксид (SO ₂)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК 1517-2006, СТ РК 2.302-2014,ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014; МВИ-4215-007-56591409-2009
	Сероводород (H ₂ S)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК 1517-2006, СТ РК 2.302-2014,ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014; МВИ-4215-007-56591409-2009
	Углерода оксид (CO)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК 1517-2006, СТ РК 2.302-2014,ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014; МВИ-4215-007-56591409-2009

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	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
Месторождение Аккар Восточный					
	Пыль	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК 1517-2006, СТ РК 2.302-2014, ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014; МВИ-4215-007-56591409-2009
	Метан (CH ₄)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК 1517-2006, СТ РК 2.302-2014, ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014; МВИ-4215-007-56591409-2009
	Углеводороды ряда C ₁ -C ₅	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
№2 51 (C33-2) 43°45'17.31 ¹¹ N 51°50'43.52 ¹¹ E	Азота диоксид (NO ₂)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Серы диоксид (SO ₂)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Сероводород (H ₂ S)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углерода оксид (CO)	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Пыль	1 раз/квартал		Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Метан (CH ₄)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углеводороды ряда C ₁ -C ₅	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
№3 19 (C33-3) 43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота диоксид (NO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Серы диоксид (SO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	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
Месторождение Аккар Восточный					
	Сероводород (H ₂ S)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углерода оксид (CO)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Пыль	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Метан (CH ₄)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углеводороды ряда C ₁ -C ₅	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
№4 19 (C33-4) 43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Азота диоксид (NO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Серы диоксид (SO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Сероводород (H ₂ S)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углерода оксид (CO)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Пыль	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Метан (CH ₄)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углеводороды ряда C ₁ -C ₅	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
№5 52 (C33-5) 43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота диоксид (NO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Серы диоксид (SO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Сероводород (H ₂ S)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	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
Месторождение Аккар Восточный					
	Углерода оксид (CO)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Пыль	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Метан (CH ₄)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углеводороды ряда C ₁ -C ₅	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
№6 52 (С33-6) 43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Азота диоксид (NO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Серы диоксид (SO ₂)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Сероводород (H ₂ S)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углерода оксид (CO)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Пыль	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Метан (CH ₄)	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014
	Углеводороды ряда C ₁ -C ₅	1 раз/квартал	-	Аккредитованная лаборатория	ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010, СТ РК ГОСТ РИСО 10396-2010; РК 2.297-2014

5.2 Мониторинг воздействия на водные ресурсы (грунтовые воды)

Согласно ст. 212 Экологического Кодекса Республики Казахстан водные объекты подлежат охране от антропогенного загрязнения, засорения и истощения.

Источниками загрязнения водных объектов признаются поступления загрязняющих веществ, физических воздействий в водные объекты в результате антропогенных и природных факторов, а также образование загрязняющих веществ в водных объектах в результате, происходящих в них химических, физических и биологических процессов.

Охрана водных объектов осуществляется от всех видов загрязнения, включая диффузное загрязнение (загрязнение через поверхность земли, почву, недра или атмосферный воздух).

На территории месторождения Аккар Восточный отсутствуют пруды накопители, сброс сточных вод в водоемы и водотоки не предусмотрен, поэтому мониторинг грунтовых вод на территории месторождения не обязателен (ст. 186, п. 6 Экологического Кодекса РК).

Таблица 5.2.1 График мониторинга воздействия на водные объекты

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм ³)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
-	-*	-	-	-	-

Примечание* Не предусмотрено ПЭК

Таблица 5.2.2 Сведения по сбросу сточных вод

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерений
1	2	3	4	5
-	-	-	-	-

5.3 Мониторинг уровня загрязнения почвы и растительности

При добыче, подготовке и сдаче товарной нефти резко возрастает нагрузка на почвенно-растительные компоненты экосистемы. Основным видом негативного техногенного воздействия являются механические нарушения целостности почвенно-растительного покрова, вызванного ведением производственных работ.

Мониторинг почв и растительности включает в себя ведение визуальных наблюдений за соблюдением технологического процесса выполнения работ и состоянием почвенно-растительного покрова в пределах земельного отвода и на прилегающей территории.

Производственный мониторинг растительности и мониторинг почв, двух взаимосвязанных компонентов природной среды, проводят одновременно, на одних и тех же точках.

Точки отбора проб: СЭП на участках скважин и на границе СЗЗ.

Мониторинг почв

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, на территории месторождения Аккар Восточный планируется проводить производственный мониторинг за состоянием почв. Порядок ведения экологического мониторинга определяется настоящей «Программой производственного экологического контроля», в соответствии с требованиями природоохранного законодательства, нормативно-методических документов и т.д.

Мониторинг уровня загрязнения почвы осуществляется в зоне воздействия производства.

Система наблюдений заключается в контроле показателей состояния почв на предмет определения их загрязнения нефтепродуктами и тяжелыми металлами.

Контролируемые параметры при мониторинге почв: тяжелые металлы и нефтепродукты.

Частота отбора проб: химическое загрязнение – 1 раз в год.

Необходимое количество точек отбора проб почвы - 4 ед.

Мониторинг растительного покрова

Мониторинг состояния растительного покрова основан на общем визуальном наблюдении за растительностью на месторождении - для выявления возможности естественного восстановления растительного покрова.

Контролируемые параметры при мониторинге растительности - состояние растительного покрова.

При невыполнении экологических требований, нарушении регламента движения автотранспорта и строительной техники возможно развитие дорожной дигрессии. Потенциальным источником загрязнения почв являются газопылевые эмиссии от автотранспорта и строительной техники, утечки и разливы ГСМ в местах их хранения.

Ведение натурных наблюдений особо важно в период строительно-монтажных работ. При этом осуществляется контроль с целью выявления участков, подверженных механическим нагрузкам и/или загрязненным утечками ГСМ, возможного возникновения очагов эрозии и других нарушений почвенно-растительного покрова, рациональным использованием земель. Для отслеживания этих процессов в районе строительства предусматривается контроль за:

- осуществлением работ в границах отвода земельных участков;
- выполнением запрета проезда по нерегламентированным дорогам и бездорожью;
- осуществлением заправки и обслуживания техники на специально отведенных площадках;
- соблюдением проектных решений при подготовке земельных участков под строительство;
- выполнением технологии ведения строительных работ.

Сведения об используемых инструментальных методах проведения производственного мониторинга

Мониторинг почв осуществляются путем отбора проб на специальных экологических площадках (СЭП). СЭП представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) прямоугольной или квадратной формы, расположенную в типичном месте характеризуемого участка территории. Наблюдательная площадка привязывается в системе координат по центру.

Процедура отбора проб почв на СЭП регламентируется целевым назначением и видом химического анализа.

Отбор проб на точках проводился с поверхности (глубина отбора 0-10 см), методом конверта, по методикам, описанным в Научно-методических указаниях по мониторингу земель Республики Казахстан. Алматы, 1993 и в соответствии с республиканским законодательством.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с гигиеническими нормативами к безопасности окружающей среды (почве), утвержденные Приказом министра национальной экономики РК от 25 июня 2015 года № 452.

Периодичность наблюдений за показателями загрязнения почв нефтепродуктами и тяжелыми металлами – 1 раз в год.

Необходимое количество точек отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга - 4 ед.

Места проведения измерений определены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1. Мониторинг уровня загрязнения почвы

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимые концентрации (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
Месторождение Аккар Восточный				
точка №ЮП-19-1 (СЭП-1 на участке скважины №19) 43°45'30.99"N 51°51'06.89"E	Нефтяные углеводороды (сумма)	100	1 раз в год (весна или осень)	МВИ № 03-0-2012 и М-МВИ 196-07(KZ.07.00.03108-2015)
	Медь (Подвижные формы)	3	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Цинк (Подвижные формы)	23	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Кадмий (Валовые формы)	-	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимые концентрации (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
	Свинец (Валовые формы)	32	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
Точка №ЮП-51-1 (СЭП-2 на участке скважины №51) 43°45'17.31"N 51°50'43.52"E	Нефтяные углеводороды (сумма)	100	1 раз в год (весна или осень)	МВИ № 03-0-2012 и М-МВИ 196-07(KZ.07.00.03108-2015)
	Медь (Подвижные формы)	3	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Цинк (Подвижные формы)	23	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Кадмий (Валовые формы)	-	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Свинец (Валовые формы)	32	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
Точка №ЮП-52-1 (СЭП-3 на участке скважины №52) 43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Нефтяные углеводороды (сумма)	100	1 раз в год (весна или осень)	МВИ № 03-0-2012 и М-МВИ 196-07(KZ.07.00.03108-2015)
	Медь (Подвижные формы)	3	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Цинк (Подвижные формы)	23	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Кадмий (Валовые формы)	-	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Свинец (Валовые формы)	32	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
Точка №ЮП- С33-4 (на границе С33) 43°44'5970"N 51°51'21.77"E	Нефтяные углеводороды (сумма)	100	1 раз в год (весна или осень)	МВИ № 03-0-2012 и М-МВИ 196-07(KZ.07.00.03108-2015)
	Медь (Подвижные формы)	3	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Цинк (Подвижные формы)	23	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Кадмий (Валовые формы)	-	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014
	Свинец (Валовые формы)	32	1 раз в год (весна или осень)	М 03-07-2014

5.4 Мониторинг биоразнообразия

Мониторинг биоразнообразия проводится по всей территории месторождения Аккар Восточный с целью предотвращения риска их уничтожения и невозможности воспроизводства. Информация о состоянии природных ареалов и идентификации биологического разнообразия (животный и растительный мир), проведенных в рамках оценки воздействия на окружающую среду.

Животный мир. Животный мир по видовому составу сравнительно беден, что объясняется суровыми условиями местообитания и представлен, в основном, специфичными видами, приспособившимися в процессе эволюции к жизни в экстремальных условиях. Ведущую роль среди животного

мира играют млекопитающие и птицы. Другие представители фауны обычно не имеют такого хозяйственного значения, хотя во всей трофической цепи имеют первостепенное значение, составляя основу питания как для первых, так и для вторых.

Организация мониторинга за состоянием животного мира сводится, к визуальному наблюдению за птицами в весенний и осенний период их перелетов с целью предотвращения попадания отдельных особей в нефтяные ловушки на месторождении.

Организовать визуальные наблюдения за появлением на территории месторождения млекопитающих животных. При учете на площадях на местности выделяется участок квадратной или иной формы и размера. Учет производится путем непосредственных наблюдений (невооруженным глазом или при помощи бинокля), по косвенным признакам (следы, норы, экскременты и т.д.) и посредством отлова. Поэтому, в целях определения влияния деятельности компании на изменение видового разнообразия животного мира в регионе предусматривается 1 раз в год проведение маршрутного обследования территории месторождений.

Растительность. Растительный покров региона характерен для пустынь Северного полушария, особенности которого обусловлены своеобразием суровых природных условий - засушливость климата, резкие колебания температуры, большой дефицит влажности и высокая засоленность почв. Характерная черта растительного покрова - однообразие преобладающих по площадям растительных сообществ и относительно небогатый состав флоры сосудистых растений. Современный растительный покров территории обследованных месторождений отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами). Растительность скудная, полупустынная и пустынная. Травяной покров разреженный, находится в зеленом состоянии в период март-апрель, к концу мая выгорает. Распространены полукустарники (полынь и биярун) высотой до 0,6 м. Растительность на рассматриваемых участках сформирована, в основном, ксерофитными травянистыми однолетниками и многолетниками с некоторым участием кустарников и полукустарников.

Мониторинг состояния растительного покрова основан на общем визуальном наблюдении участков месторождения с сохранившейся растительностью и рекультивированных площадях. Наблюдения на участках месторождения проводятся в целях возможного обнаружения развития процессов опустынивания. На рекультивированных участках – для выявления возможности естественного восстановления растительного покрова.

Во время отбора проб на загрязнение почв производится визуальный осмотр и общее описание отдельных видов растительности. При этом должно быть отмечено:

- сохранение природных видов, их общее состояние (угнетенность, наличие цветков, плодов);
- появление новых, нехарактерных видов для данного типа почв, в том числе сорных.

5.5 Радиационный мониторинг

Программа радиационного мониторинга предусматривает обследование радиационного фона на промплощадках и на границе СЗЗ.

Измерение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения осуществляется при положении датчика на уровне 0,1 от обследуемой поверхности. Продолжительность измерения радиационного фона в каждой фиксированной точке – не менее 30 секунд.

В случае превышений экспозиционной дозы выше нормативной, будут отобраны почвы с целью определения характера радиационного загрязнения.

Источниками радиоактивного загрязнения на эксплуатационных площадках может быть действующее и старое оборудование, долгое время контактировавшее с углеводородами и пластовыми водами - трубопроводы, ёмкости и резервуары, задвижки и вентили и пр. Наиболее опасными производственными отходами являются скопления нефтешлама, ржавчины, солей и отложения их на внутренних поверхностях производственного оборудования.

Для контроля и оценки радиационной ситуации на территории будет проверяться уровень гамма-радиоактивности всего действующего на участке оборудования, контактирующего с нефтью и пластовыми водами.

Согласно требований Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года №219-І О радиационной безопасности населения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.) все хозяйствующие субъекты должны вести радиологический контроль в зоне своей ответственности.

Работы по радиационному мониторингу выполняются силами аккредитованной лаборатории. При осуществлении радиационного мониторинга, необходимо наличие соответствующей лицензии в области использования атомной энергии.

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом, должны выполняться в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Точки инструментальных замеров: оборудование, контактировавшее с углеводородами и пластовыми водами.

Частота инструментальных замеров: 1 раз в год.

Перечень объектов, подлежащих радиационному мониторингу на месторождении Аккар Восточный представлен в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1 Перечень объектов, подлежащих радиационному мониторингу на месторождении Аккар Восточный

Наименование источников воздействия	Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)	Наблюдаемый параметр	Периодичность
1	2	3	4
Фоновые участки -граница СЗЗ – 2 точки	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Площадка скважины №52 Аккар Восточный			
Запорная арматура и устье скважины №52	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Буферная ёмкость и горизонтальный отстойник	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Сепаратор	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Площадка насосов	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Печь подогрева нефти	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Трубопроводы на площадке скважины	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Площадка скважины №19 Аккар Восточный			
Запорная арматура и устье скважины №19	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Буферная ёмкость и горизонтальный отстойник	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Сепаратор	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Площадка насосов	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Печь подогрева нефти	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Трубопроводы на площадке скважины	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Площадка скважины №51 Аккар Восточный			
Запорная арматура и устье скважины №51	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Буферная ёмкость и горизонтальный отстойник	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Сепаратор	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Площадка насосов	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год

Наименование источников воздействия	Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)	Наблюдаемый параметр	Периодичность
1	2	3	4
Печь подогрева нефти	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год
Трубопроводы на площадке скважины	2,5	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучений	1 раз в год

5.6 Внутренние проверки

Согласно статье 189 ЭК РК оператор объекта осуществляет регулярные внутренние проверки соблюдения требований экологического законодательства РК и сопоставлению результатов производственного экологического контроля с условиями экологического и иных разрешений.

В целях осуществления производственного контроля в области безопасности и охраны труда, промышленной, пожарной безопасности и охраны окружающей среды проводятся внутренние проверки в соответствии с приказом №315 от 24.06.2021г. «Об утверждении Инструкции по организации и осуществлению производственного контроля на опасном производственном объекте» и приказом №250 от 14.07.2021г. «Об утверждении Инструкции по организации и осуществлению производственного контроля на опасном производственном объекте», в котором определены ответственные лица, осуществляющие внутренние проверки.

Кроме того, недропользователем планируется разработка и утверждение «Системы управления охраной труда, промышленной безопасностью и охраной окружающей среды» (СУОТ), в которой будет определена ответственность должностных лиц за соблюдение требований природоохранного законодательства. Должностными инструкциями главного специалиста по охране окружающей среды, инженера охраны окружающей среды (эколог) предусмотрено право на проведение внутренних проверок.

Инженер охраны окружающей среды (эколог) при выявлении нарушений технологии и нарушении требований природоохранного законодательства выдают предписания по устранению нарушений в письменном виде путем записи в журналы трехступенчатого контроля. После устранения нарушений руководитель объекта в этом журнале делает запись об устранении нарушений. По окончании вахты инженеры по промбезопасности и экологии проверяют фактическое исполнение выданных предписаний и представляют отчет в отдел ОТ и ОС.

В ходе внутренних проверок контролируются:

- выполнение мероприятий, предусмотренных программой производственного экологического контроля;
- следование производственным инструкциям и правилам, относящимся к охране окружающей среды;
- выполнение условий экологического и иных разрешений;
- правильность ведения учета и отчетности по результатам производственного экологического контроля;
- иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Работник (работники), осуществляющий внутреннюю проверку, обязан:

- рассмотреть отчет о предыдущей внутренней проверке;
- обследовать каждый объект, на котором осуществляются эмиссии в окружающую среду;
- составить письменный отчет руководителю, при необходимости, включающий требования о проведении мер по исправлению выявленных в ходе проверки несоответствий, сроки и порядок их устранения.

План-график внутренних проверок

Внутренний контроль осуществляется согласно плану проверок, разработанному компанией – оператором объекта. Проверки проводятся работниками, в обязанности которых входят функции по вопросам охраны окружающей среды и осуществлению производственного экологического контроля.

Таблица 5.6.1. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	2	3
1.	Основное производство	см. ниже
1.1	Проверка регулярности отчетности	не реже 1 раза в год
1.2	Проверка регулярности отбора проб воздуха, контроль мест отбора проб	не реже 1 раза в год
1.3	Проверка регулярности отбора проб почв, контроль мест отбора проб	не реже 1 раза в год
1.4	Проверка регулярности радиологического исследования	не реже 1 раза в год
1.5	Проверка соблюдения персоналом правил обращения с отходами, недопущение распространения отходов по территории предприятия	ежеквартально
1.6	Проверка правильности и регулярности предоставления отчетов о выполнении программы производственного экологического контроля	ежеквартально

5.7 Процедура устранения нарушений

По результатам внутренней проверки проверяющими специалистами составляется отчет. Лицам, ответственным за участки или работы выдаются требования о проведении мер по исправлению выявленных в ходе проверки несоответствий, сроки и порядок их устранения; с указанием нарушения(й) природоохранного законодательства и предписания(й) по устранению нарушения(й). Так же информируется руководство объекта для принятия ими мероприятий улучшения надзора за выполнением.

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

5.8 Механизмы обеспечения качества получаемых данных

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

Аккредитованная лаборатория должна использовать специализированное оборудование, находящееся в рабочем состоянии, прошедшее государственную поверку и внесенное в государственный реестр РК.

Полномочия лаборатории в проведении замеров подтверждаются аттестатом аккредитации.

5.9 Протокол действий во внештатных ситуациях

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

При обнаружении аварийных выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду, т.е. при угрозе возникновения чрезвычайной экологической ситуации техногенного характера служба ООС объекта обязана немедленно об этом информировать соответствующие технические службы, а также руководство Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.», которое в свою очередь должно информировать государственные органы ООС и другие ведомства в установленном законодательством порядке.

Контроль при возникновении чрезвычайной ситуации должен включать наблюдения за всеми параметрами окружающей среды, которые подвергаются воздействию в результате аварии. После ликвидации аварии проводятся наблюдения за развитием последствий.

При возникновении нештатной ситуации на предприятии необходимо руководствоваться порядком действий, регламентированным планом локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и технической документацией на основное технологическое оборудование.

План действий разрабатывается с целью определения возможных чрезвычайных ситуаций на предприятии и порядка взаимодействия работников предприятия с подразделениями служб ЧС и пожарной охраны. В плане определяются организация и производство аварийно-восстановительных работ, обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварии.

В процессе ликвидации аварии мониторинговые наблюдения должны проводиться с момента начала аварии, и продолжаться до тех пор, пока не будет ликвидирован источник воздействия на окружающую среду, и не будут выполнены все работы по реабилитации природных комплексов. Продолжительность и место проведения мониторинговых исследований будут определяться размерами, характером, обстоятельствами и особенностями аварийной ситуации.

Мониторинговые наблюдения во время аварии будут включать в себя наблюдения за состоянием атмосферного воздуха и компонентов окружающей среды в зоне ее влияния. Отбор проб атмосферного воздуха производится по общепринятым методикам. Одновременно проводятся визуальные наблюдения за распространением возможных разливов углеводородов или иных жидкостей, обладающих токсичными свойствами.

После устранения аварии на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций.

5.10 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации аварийных ситуаций

На предприятии предусмотрены мероприятия технологического и организационно-технического характера, обеспечивающие исключение аварийных ситуаций, включая системы управления безопасностью работ и защиты окружающей среды.

Все производственные процессы соответствуют требованиям правил технической эксплуатации и действующим нормам технологического проектирования, а также нормам и правилам безопасности.

Для обеспечения безопасных условий работы предусматриваются следующие мероприятия:

Предварительное обучение правилам ТБ вновь поступающих рабочих.

Обеспечение спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

К работе не допускаются лица, не достигшие 18 лет, и не ознакомленные с устройством и правилами эксплуатации оборудования.

При любых поломках и неисправностях оборудования работа запрещается.

Использование электробытовых и нагревательных приборов с неисправностями запрещается.

Во всех случаях при обнаружении признаков нештатной ситуации необходимо сообщить руководителю. Вызвать службы скорой помощи и пожаротушения. Обеспечить эвакуацию персонала из опасной зоны. Обесточить помещения, перекрыть подачу газа, пара.

В случае возникновения возгорания, работники должны немедленно приступить к ликвидации очагов, имеющимися средствами огнетушения – огнетушители, одеяла, внутренние пожарные краны, песок. Водой запрещается тушить электрооборудование, находящееся под напряжением и горюче-смазочные материалы.

6 ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Согласно п.1 статьи 184 Экологического Кодекса РК, предприятие имеет право самостоятельно определять организационную структуру службы производственного экологического контроля и ответственность персонала за его проведение.

За организацию производственного контроля и своевременное предоставление отчетной документации ответственность возлагается на руководство предприятия.

Руководство отвечает за:

- организацию проведения работ по мониторингу;
- сбор данных о состоянии компонентов окружающей среды;
- проведение аналитических работ;
- проведение внутренних проверок согласно ПЭК по соблюдению экологического законодательства;
- рассмотрение Программы и Отчетов по результатам ПЭК;
- обеспечение лабораторными услугами для проведения мониторинга.

Представитель руководства контролирует обеспечение лабораторных услуг для проведения производственного экологического контроля (атмосферного воздуха, сточных вод, радиационной обстановки); проверяет Отчеты по результатам ПЭК; контролирует предоставление результатов ПЭК.

Ответственный за охрану окружающей среды:

- организывает мониторинговые работы на объектах Компании согласно утвержденным программам ПЭК;
- несет ответственность за полноту и своевременность выполнения программ ПЭК и предоставление отчетности в уполномоченный орган в области ООС;
- осуществляет хранение аналитических результатов, подготовку ежеквартальных/годовых отчетов по производственному экологическому мониторингу;
- собирает результаты мониторинга ПЭК, анализирует, организует необходимые дополнительные замеры и обеспечивает выполнение необходимых работ по выявлению возможных причин превышений, установленных нормативов качества окружающей среды в случае их обнаружения;
- предоставляет результаты ПЭК;
- обеспечивает своевременное уведомление Руководства о фактах превышения установленных нормативов и о возможных последствиях обнаруженных превышений;
- с момента обнаружения превышения установленных нормативов заносит данные в электронный журнал и в течение 3 рабочих дней уведомляет уполномоченный орган о факте превышения.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- «Экологический кодекс РК» № 400-VI ЗРК от 02.01.2021 г. Кодекс регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории РК.
- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).
- Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.).
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».
- Приказ Министра национальной экономики РК №168 от 28.02.2015 года «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».
- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 23 декабря 2014 года № 159. «Об утверждении Правил ведения мониторинга земель и пользования его данными в Республике Казахстан».
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 208 от 22 июня 2021 года «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля».