

ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»  
ТОО «КУЛ-БАС»

Утверждаю  
Директор  
  
Мукушев Д.К.



**ПРОГРАМА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО  
ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ  
для ТОО «КУЛ-БАС» на 2024 год**

Генеральный директор

ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»



Курманов Б.К.

г. Актау  
2023 г.



## **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

В соответствии со ст. 182 Экологического Кодекса РК Операторы I категории обязаны осуществлять производственный экологический контроль (далее ПЭК). Настоящая программа ПЭК разработана для месторождения Кул-Бас на 2024 год.

**Целями производственного экологического контроля являются:**

- получение информации для принятия решений в отношении экологической политики ТОО «КУЛ-БАС», целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников ТОО «КУЛ-БАС»;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;
- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;
- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды;
- учет экологических рисков при инвестировании и кредитовании.

Настоящей программой производственного экологического контроля устанавливаются:

- 1) перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга;
- 2) периодичность и продолжительность производственного мониторинга, частоту осуществления измерений;
- 3) сведения об используемых инструментальных и расчетных методах проведения производственного мониторинга;
- 4) необходимое количество точек отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга (по компонентам: атмосферный воздух, вода, почва), с указанием мест проведения измерений;
- 5) методы и частота ведения учета, анализа и сообщения данных;
- 6) план-график внутренних проверок и процедура устранения нарушений экологического законодательства РК, включая внутренние инструменты реагирования на их несоблюдение;
- 7) механизмы обеспечения качества инструментальных измерений;
- 8) протокол действий в нештатных ситуациях;
- 9) организационная и функциональная структура внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля

Производственный контроль осуществляется на основе измерений и (или) на основе расчетов уровня эмиссий в окружающую среду.

## 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Месторождение Кул-Бас расположено в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Основным ближайшим населенным пунктом в Байганинском районе является поселок Оймауыт, расположенный на расстоянии 278 км, в Шалкарском районе поселок Бозой, расположенный на расстоянии 84 км.

Месторождение Кул-Бас принадлежит ТОО «КУЛ-БАС». Основными направлениями деятельности ТОО «КУЛ-БАС» являются: поиски, разведка и добыча углеводородного сырья. Географически контрактный участок ТОО «КУЛ-БАС» находится на территории Северного Устюрта.

Район по СП РК 2.03-30-2017 по карте сейсмического зонирования ОСЗ-2475 расположен в зоне с сейсмической опасностью – 6 баллов, по карте сейсмического зонирования ОСЗ-22475 расположен в зоне с сейсмической опасностью – 6 баллов.

Территория непотопляемая. Грунтовые воды не вскрыты. Гидрографическая сеть на исследуемом участке отсутствует.

В климатическом отношении территория площади относится к зоне северных пустынь. Климат района резко-континентальный засушливый и жаркий с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха + 40 – +45°C, суточные колебания температуры достигают 23°C, относительная влажность воздуха 20-40%. Зимой температура воздуха достигает -25 – -35°C. Снежный покров не превышает 15 – 20 см, обычно он ложится в декабре и сходит в марте.

В экономическом отношении район работ развит слабо, но расположен в выгодных условиях: в непосредственной близости, в 50км на восток от месторождения Кызылой, проходит трасса магистрального газопровода Бухара-Урал. От месторождения Кызылой и Аккулковское до врезки в МГ Бухара-Урал проходит действующий внутрипромысловый газопровод ТОО ТетисАралГаз протяженностью 51км. Через железнодорожную станцию Бейнеу, расположенную в 230 км на запад от Аккулковской площади, проходит магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, а также нефтепровод Узень-Атырау.

Растительный и животный мир представлен формами, типичными для пустынных зон с солончаковыми и песчаными почвами. На рассматриваемой территории имеются ресурсы строительных материалов (песок, глина, известняк). Рассматриваемый объект находится за границами водоохраных зон и полос поверхностных водоемов.

Географически контрактный участок ТОО «КУЛ-БАС» находится на территории Северного Устюрта (Рис.1). Площадь горного отвода площади Кул-Бас составляет 67,72 км<sup>2</sup>. Глубина отвода – до абсолютной отметки – 2450м.

Географические координаты угловых точек отвода площади Кул-Бас представлен в таблице 1.

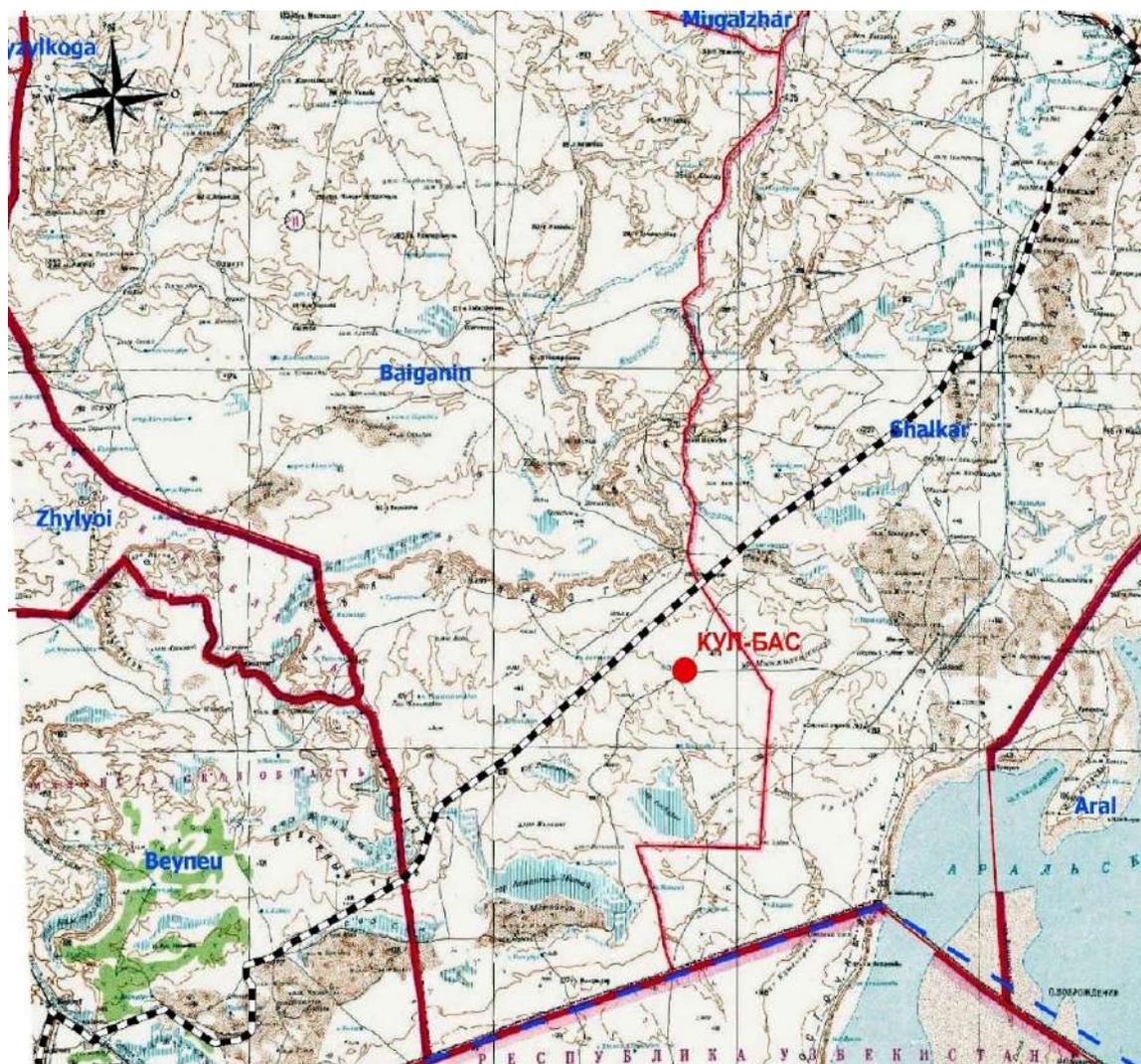
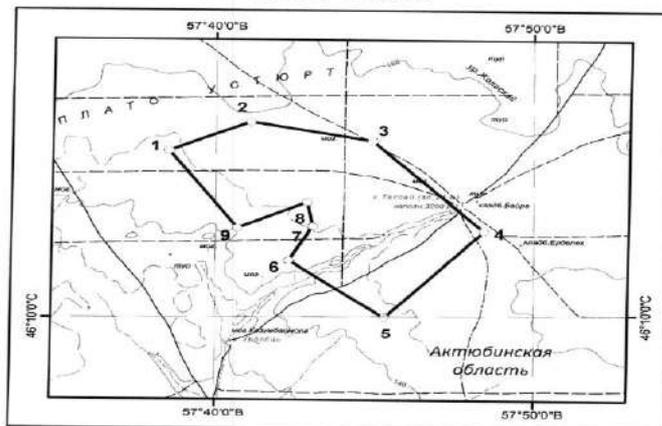


Рисунок 1 - Географическое положение месторождения

Таблица 1

№ ТОЧКИ.	ШИРОТА (С.Ш.)	ДОЛГОТА (В.Д.)
1	46° 14' 57,98483"	57° 38' 32,54854"
2	46° 15' 48,22405"	57° 41' 5,67639"
3	46° 15' 14,00997"	57° 44' 55,848"
4	46° 12' 31,72769"	57° 48' 26,53331"
5	46° 09' 58,71212"	57° 45' 18,38756"
6	46° 11' 41,10724"	57° 42' 17,45279"
7	46° 12' 41,51586"	57° 43' 2,42799"
8	46° 13' 25,12922"	57° 42' 52,37098"
9	46° 12' 39,22219"	57° 40' 40,92276"

**Картограмма расположения участка недр месторождения Кул-Бас**  
Масштаб 1: 200 000



**Условные обозначения**

-  контур участка недр месторождения Кул-Бас
-  могила
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  горизонтали основные
-  горизонтали дополнительные

г. Астана,  
июнь, 2023 г.

### Краткая характеристика технологического процесса

В 2024г в состав производственных объектов месторождения Кул-Бас будут входить:

1) Объект «Система сбора и подготовки нефти месторождения Кул-Бас», который включает:

- 6 нефтедобывающих скважин КБД-02, КБД-03, КБД-04, КБД-06, КБД-07, КБД-08;
- ПСПН (пункт сбора и подготовки нефти);
- выкидные линии от скважин до ПСПН;

2) Объект «Газогенераторная электростанция месторождения Кул-Бас с системой внешнего электроснабжения», который включает:

- площадка ГТЭС (газогенераторная электростанция);
- линии электропередач ЛЭП-6 кВ до всех производственных объектов (скважины, ПСПН).

Реализация строительства и ввода в эксплуатацию производственных объектов принята с разделением объектов на два пусковых комплекса:

Первый пусковой комплекс (организация системы внутрипромыслового сбора, сепарации и отгрузки сырой нефти с 3-х добывающих скважин производительностью до 500 т/сут) включает в себя следующие объекты:

- обустройство площадок добывающих скважин КБД-2, КБД-6, КБД-7;
- выкидные трубопроводы от скважин КБД-2, КБД-6, КБД-7 до ГЗУ;
- групповая замерная установка (ГЗУ);
- внутрипромысловые подъездные дороги к скважинам КБД-2, КБД-6, КБД-7;
- газогенераторная электростанция мощностью 2 МВт;
- линии электропередач до ПСПН, скважин КБД-02, КБД-06, КБД-07.

Второй пусковой комплекс (расширение системы внутрипромыслового сбора, с обеспечением хранения и подготовки нефти производительностью до 960 т/сут.) включает:

- обустройство площадок добывающих скважин КБД-3, КБД-4, КБД-8;
- выкидные трубопроводы от скважин КБД-3, КБД-4, КБД-8 до ПСПН;
- пункт сбора и подготовки нефти (на базе ГЗУ путем его расширения и увеличения производительности);
- внутрипромысловые подъездные дороги к скважинам КБД-3, КБД-4, КБД-8.
- увеличение мощности Газогенераторной электростанции до 4 МВт;
- линии электропередач до скважин КБД-03, КБД-04, КБД-08.

Основным назначением производственных объектов месторождения Кул-Бас является организация герметизированной системы сбора и транспорта нефти со скважин; организация подготовки продукции нефтяных скважин, а именно сепарация газа, отделение пластовой воды, подготовка нефти до товарного качества, хранение и отгрузка в автоцистерны для транспортирования до потребителя. Отсепарированный газ отправляется на газогенераторную электростанцию для непрерывной выработки электроэнергии, которая посредством линий электропередач распределяется на все производственные объекты.

**Технологическая схема системы сбора нефти.** Система сбора нефти на скважинах производится по лучевой герметизированной системе. Добыча нефти осуществляется фонтанным методом. Схема обвязки устьев скважин предусматривает установку приборов замера давления и температуры с передачей показаний по месту и установку блока манифольда для дросселирования.

Нефтегазовая смесь от устьев скважин по выкидным трубопроводам Ду80 и под давлением  $P = 1,6 \div 2,6$  МПа с температурой  $T = 34^\circ\text{C}$  направляется на групповую замерную установку (А-1), расположенную на территории ПСПН, где производится автоматизированный поскважинный замер продукции добывающих скважин.

На начальном этапе эксплуатации предусматривается фонтанный способ добычи. После падения устьевого давления скважина будет переведена на механизированный способ добычи с использованием насоса УЦН.

На каждой площадке скважины размещается фонтанная арматура, отключающие задвижки и обвязочные трубопроводы, и весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования, приборы контроля давления и температуры транспортируемой среды.

**Технологическая схема Пункта сбора и подготовки нефти (ПСПН).** Реализация проектных решений будет осуществляться в 2 пусковых комплекса, а именно:

*1-й пусковой комплекс:*

Строительство ГЗУ (групповой замерной установки), как базовый этап ПСПН, который должен обеспечить сбор, сепарацию и отгрузку в автоцистерны нефти с трех скважин (КБД-02, КБД-06, КБД-07).

*2-й пусковой комплекс:*

Строительство ПСПН на базе ГЗУ путем его расширения и дополнения необходимым технологическим оборудованием, для обеспечения процесса подготовки и хранения нефти.

**Технологическая схема первого пускового комплекса (ГЗУ).** Газожидкостная смесь со скважин КБД-02, КБД-06, КБД-07 по индивидуальным трубопроводам Ду 80 с давлением  $P=1,6\div 2,6$  МПа направляется на автоматизированную групповую замерную установку АГЗУ (А1). На установке АГЗУ производится операционный поскважинный замер дебита поступающей продукции. С АГЗУ газожидкостной поток по коллектору Ду200 мм поступает в трехфазный сепаратор первой ступени поз. С-1, где процесс сепарации ведется под давлением 0,2 МПа и с температурой 28°C. Уровень в сепараторе поддерживается при помощи уровнемера и регулирующего клапана с эл. приводом КРЭ-1, установленного на трубопроводе выхода нефти с сепаратора С-1. Частично дегазированная нефть под давлением сепарации 0,2 МПа из трехфазного сепаратора С-1 по трубопроводу Ду150 подается в подогреватель нефти поз. П-3/4, где нагревается до температуры 40-60°C. Подогретый нефтяной поток далее по трубопроводу Ду150 направляется в трехфазный сепаратор второй ступени сепарации поз. С-2. Из нефтегазового сепаратора поз. С-1 выделившийся газ по трубопроводу Ду150 направляется в газовый сепаратор поз. ГС-1 для очистки его от капельной влаги под действием гравитационной силы. На выходе газа с ГС-1 установлен регулятор давления «до себя» с уставкой 0,2 МПа для поддержания давления в аппаратах С-1 и ГС-1. Сброс газа с предохранительного клапана СППК сепаратора первой ступени С-1 осуществляется по трубопроводу на факел Ф-1.

Очищенный газ из сепаратора поз. ГС-1 по трубопроводу Ду50 подается на собственные нужды в качестве топлива на печи подогрева нефти поз. П-3/4, по трубопроводу Ду50 на факел Ф-1 для работы дежурных горелок и используется в качестве продувочного газа факельного коллектора. Излишки газа с газосепаратора ГС-1 по трубопроводам отправляются на компрессорные установки на утилизацию с последующей подачей подготовленного газа на ГТЭС.

В трехфазном сепараторе второй ступени С-2 процесс сепарации ведется при небольшом избыточном давлении 0,01 МПа. Уровень в сепараторе поддерживается при помощи уровнемера и регулирующего клапана с эл. приводом КРЭ-2, установленными на трубопроводе выхода нефти с сепаратора С-2. В нефтегазовом сепараторе поз. С-2 при атмосферном давлении проходит окончательное разгазирование нефти. Дегазированная нефть из сепаратора С-2 по трубопроводу диаметром 150 мм поступает на центробежные насосы поз. Н-1 А/В и под давлением 0,5 МПа направляется по трубопроводу диаметром 100 мм на сбор в буферные емкости поз. Е-1/30. С буферных емкостей нефть поступает на АСН-2 для загрузки в автоцистерны через насосы Н-4А/Б.

**Технологическая схема второго пускового комплекса (ПСПН).** Газожидкостная смесь со скважин по индивидуальным трубопроводам Ду 80 под давлением  $P=1,6\div 2,6$  МПа направляется на автоматизированную замерную установку АГЗУ с перспективным подключением на 14 скважин. На установке АГЗУ производится операционный поскважинный замер дебита поступающей продукции. С АГЗУ газожидкостной поток по трубопроводу Ду200 мм поступает на трехфазный сепаратор первой ступени поз. С-1, где процесс сепарации ведется под давлением 0,6 МПа и при температуре 28°C. Уровень в сепараторе поддерживается при помощи уровнемера и регулирующего клапана с эл. приводом КРЭ-1, установленными на трубопроводе выхода нефти с сепаратора С-1. До процесса сепарации в поток газожидкостной смеси подается ингибитор коррозии и деэмульгатор из блока дозирования реагентов поз. БР-1. Частично дегазированная нефть под

давлением сепарации 0,6МПа из трехфазного сепаратора С-1 по трубопроводу Ду150 подается на подогреватель нефти поз. П-1/2, где подогревается до температуры 60°С. Подогретый нефтяной поток по трубопроводу Ду150 далее направляется в трехфазный сепаратор второй ступени сепарации поз. С-2. Сброс дренажа с сепаратора С-1 по трубопроводам Ду100 осуществляется в дренажный коллектор для отведения в дренажную емкость поз. ДЕ-1. Из нефтегазового сепаратора поз. С-1 выделившийся газ по трубопроводу Ду150 направляется в газовый сепаратор поз. ГС-1 для очистки его от капельной влаги под действием гравитационной силы. На выходе газа с ГС-1 установлен регулятор давления «до себя» с уставкой 0,6МПа для поддержания давления в аппаратах С-1 и ГС-1. Сброс газа с предохранительного клапана СППК сепаратора первой ступени С-1 осуществляется по факельной линии высокого давления Ду200 на факел Ф-1.

Очищенный газ из сепаратора поз. ГС-1 по трубопроводу Ду50 подается на собственные нужды в качестве топлива на печи подогрева нефти поз. П-3/4, по трубопроводу Ду50 на факел Ф-1 для работы дежурных горелок и используется в качестве продувочного газа факельного коллектора. Оставшийся газ по трубопроводу Ду200 отводится на компрессорные установки для утилизации (выработка электроэнергии на площадке ГТЭС). Уловленный конденсат и дренаж из газосепаратора ГС-1 при достижении определенного уровня, сбрасывается в дренажную емкость ДЕ-3 открытием ЭЗ-2 по трубопроводу Ду50.

С-2 процесс сепарации ведется под давлением 0,2МПа и при температуре 60°С. Частично дегазированная нефть из трехфазного сепаратора поз. С-2 по трубопроводу Ду150 поступает в нефтегазовый сепаратор поз. С-3 для окончательного разгазирования нефти. Сброс дренажа по трубопроводам Ду100 направляется в дренажный коллектор для отведения в дренажную емкость поз. ДЕ-1. Из нефтегазового сепаратора поз. С-2 выделившийся газ по трубопроводу Ду150 направляется в газовый сепаратор поз. ГС-2 для очистки его от капельной влаги под действием гравитационной силы. На выходе газа с ГС-2 установлен регулятор давления «до себя» с уставкой 0,2 МПа для поддержания давления в аппаратах С-2 и ГС-2. Сброс газа с предохранительного клапана СППК сепаратора второй ступени С-2 осуществляется по трубопроводу Ду 100 в факельный коллектор высокого давления Ду200 и далее на факел Ф-1. Газ из газосепаратора поз. ГС-2 по трубопроводу Ду150 отводится в трубопровод Ду150 подачи газа на компрессорные установки для утилизации. Уловленный конденсат и дренаж из газосепаратора ГС-2 при достижении определенного уровня, сбрасывается в дренажную емкость ДЕ-3 открытием ЭЗ-3 по трубопроводу Ду50.

В нефтегазовом сепараторе поз. С-3 при атмосферном давлении проходит окончательное разгазирование нефти. Отвод газа из сепаратора поз. С-3 по трубопроводу Ду100 и сброс газа с предохранительного клапана по трубопроводу Ду100 осуществляется в факельный коллектор низкого давления. Сброс дренажа по трубопроводу Ду100 направляется в дренажный коллектор для отведения в дренажную емкость поз. ДЕ-1.

Дегазированная нефть из сепаратора С-3 по трубопроводу диаметром 150мм поступает в центробежные насосы поз. Н-1 А/В и под давлением 0,5 МПа направляется по трубопроводу диаметром 100мм в резервуар нефти поз. Р-1 и буферные емкости Е-1/30. Из резервуара поз. Р-1 нефть поступает на насосы налива нефти поз. Н-3 А/В, под давлением 0,13 МПа поступает на стояк налива нефти в цистерны поз. АСН-1. Из буферных емкостей поз. Е-1/30 нефть поступает на насосы налива нефти поз. Н-4 А/В, под давлением 0,13 МПа поступает на стояк налива нефти в цистерны поз. АСН-2.

**Технологическая схема Газогенераторной электростанции (ГТЭС) с системой внешнего электроснабжения.** Основное назначение ГТЭС - непрерывная выработка электроэнергии для производственных нужд промысла и утилизация попутного нефтяного газа. Реализация проектных решений осуществляется в 2 пусковых комплекса:

Первый пусковой комплекс

- Объем утилизации попутного нефтяного газа на собственные нужды при первом пусковом комплексе – до 25тыс м3/сут.

- Установка компрессорной установки с трехступенчатой системой компримирования газа до давления 13 атм с двух ступеней сепарации ПСПН, входные потоки газа 2 атм и 0,1 атм.

- Мощность ГТЭС 2 МВт.

- строительство линий электропередач 6 кВ от ГТЭС до ПСПН, скважин КБД-02, КБД-06, КДБ-07.

Второй пусковой комплекс

- Объем утилизации попутного нефтяного газа на собственные нужды при втором пусковом комплексе – до 55тыс м3/сут.

- Установка компрессорной установки с трехступенчатой системой компримирования газа до давления 13 атм с трех ступеней сепарации ПСПН, входные потоки газа 6 атм, 2 атм и 0,1 атм.

- Мощность ГТЭС 4 МВт.

- строительство линий электропередач 6 кВ от ГТЭС до ПСПН, скважин КБД-03, КБД-04, КДБ-08.

**Технологическая схема первого пускового комплекса (ГТЭС).** Сбор и подготовка газа для работы газотурбинных установок производится на площадке компрессорных установок, расположенной на ПСПН. Попутный нефтяной газ подается на компрессорную установку (БК-1) ARIEL JGA4 с площадки сепарации с двух ступеней сепарации по отдельным трубопроводам подачи газа давлением 2 атм и 0,1 атм, где производится трехступенчатое последовательное сжатие газа до давления 13 атм.

Газ из газосепаратора поз. ГС-1 с первой ступени сепарации по трубопроводу Ду200 с давлением 2 атм через узел переключения на трубопровод Ду150 подается на вторую ступень сжатия БК-1, где производится сжатие газа до 6 атм. Газ из сепаратора С-2 по трубопроводу Ду150 с давлением 0,1 атм через узел переключения на трубопровод Ду100 подается на третью ступень сжатия БК-1, где производится ее сжатие до 2 атм. Первая ступень компрессора производит сжатие газа с 6 атм до 13 атм. Далее газ с давлением 13 атм по трубопроводу Ду80 подается на блок подготовки газа БПТГ1, где попутный газ очищается от конденсата и других примесей. Конденсат по мере накопления сливается в дренажную емкость ДЕ-3.

Очищенный газ после БПТГ1 направляется по подземному газопроводу Ø89х6мм на площадку ГТЭС. Для исключения попадания конденсата и других примесей в газовую систему газотурбинных электростанции ПАЭС-2500 на площадке ГТЭС предусматривается газовый коллектор Ду500. После газового коллектора топливный газ подается на газотурбинные установки ПАЭС-2500 (ГТУ-1, ГТУ-2) по газопроводу Ду50. ГТУ путем утилизации газа генерируют напряжение 6300/10500В трехфазного переменного тока, частотой 50 Гц.

**Технологическая схема второго пускового комплекса (ГТЭС).** Сбор и подготовка газа для работы газотурбинных установок производится на площадке компрессорных установок, расположенной на ПСПН. Общее количество компрессорных установок – 3 ед, из которых 2 рабочие, 1 резервная. Попутный нефтяной газ подается на компрессорные установки (БК-1 и БК 2) с площадки сепарации с трех ступеней сепарации по отдельным трубопроводам подачи газа давлением 6 атм, 2 атм и 0,1 атм. Каждая компрессорная установка производит трехступенчатое последовательное сжатие газа до давления 13 атм.

Газ после газосепаратора поз. ГС-1 с первой ступени сепарации по трубопроводу Ду200 с давлением 6 атм подается на первую ступень сжатия БК-1, где производится сжатие газа до

13 атм. Газ из сепаратора С-2 по трубопроводу Ду150 с давлением 2 атм подается на вторую ступень сжатия БК-1, где производится ее сжатие до 6 атм. Газ из КСУ поз С-3 по трубопроводу Ду100 с давлением 0,1 атм подается на третью ступень сжатия БК-1, где производится ее сжатие до 2 атм. После компрессорных установок газ с давлением 13 атм по трубопроводу Ду80 подается на блок подготовки газа БПТГ, где попутный газ очищается от конденсата и других примесей. Конденсат по мере накопления сливается в дренажную емкость ДЕ-3.

Очищенный газ после БПТГ направляется по подземному газопроводу Ø89х6мм на площадку ГТЭС. Для исключения попадания конденсата и других примесей в газовую систему газотурбинных электростанции ПАЭС-2500 на площадке ГТЭС предусматривается газовый коллектор Ду500. После газового коллектора топливный газ подается на газотурбинные установки ПАЭС-2500 (ГТУ-1, ГТУ-2) по газопроводу Ду50. ГТУ путем утилизации газа генерируют напряжение 6300/10500В трехфазного переменного тока, частотой 50 Гц. Распределение выработанной электроэнергии производится через комплектное распределительное устройство КРУН-6 кВ, посредством линий электропередач 6 кВ до потребителей. Линии ВЛ 6 кВ выполнены надземно, проводом СИП 3\*50 мм<sup>2</sup> по железобетонным опорам. Для поддержания необходимой мощности нагрузки в сети применяются нагрузочные модули.

**Вахтовый городок.** В вахтовом городке располагаются административный и жилой комплексы, а также некоторые производственные объекты, используемые для нужд месторождения:

- закрытые склады;
- механическая и столярная мастерские,
- столовая,
- душевая и т.д.

Отопление и энергоснабжение планируется от ГТУ. В качестве резервного источника установлена ДЭС.

В 2024г на месторождении также планируются работы по испытанию разведочных скважин КБД-10,11.

Общие сведения о предприятии в табличной форме представлены ниже.

**Таблица 2. Общие сведения о предприятии**

НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЕ ПО КОДУ КАТО	МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЕ, КООРДИНАТЫ	БИН	ВИД ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ОКЭД	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА	РЕКВИЗИТЫ	КАТЕГОРИЯ И ПРОЕКТНАЯ МОЩНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ
Промышленная эксплуатация м/р нефти Кул-Бас	151011100	46°45'00" N 58°00'00" E	011040001557	71122 деятельность по проведению геологической разведки и изысканий	На месторождении Кул-Бас пробурено и испытано 6 скважин КБД-02, КБД-03, КБД-04, КБД-06, КБД-07, КБД-08, КБД-10, КБД-11. Во время промышленной эксплуатации планируется индивидуальный сбор нефти и транспортировка на нефтяной железнодорожный терминал станции Тассай.	Адрес: 030000, РК, г. Актобе, ул. Бокенбай батыра, 2, БЦ «Dastan Center», 11 этаж тел: 41-66-20	1 категория добыча нефти - 132,7 тыс.т.
Строительство системы сбора и подготовки нефти	151011100	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	011040001557	71122 деятельность по проведению геологической разведки и изысканий	Строительство системы сбора и подготовки нефти, а также газогенераторной электростанции с системой внешнего электроснабжения. Источниками энергоснабжения при проведении строительных работ являются дизельные двигатели	Адрес: 030000, РК, г. Актобе, ул. Бокенбай батыра, 2, БЦ «Dastan Center», 11 этаж тел: 41-66-20	1 категория
Строительство газогенераторной электростанции с системой внешнего электроснабжения		46°14'27.98"C 57°43'20.04"B					
Испытание скважин КБД-10,11	151011100	46°13'41'' C 55°45'59'' B	011040001557	71122 деятельность по проведению геологической разведки и изысканий	Проведение испытания объектов	Адрес: 030000, РК, г. Актобе, ул. Бокенбай батыра, 2, БЦ «Dastan Center», 11 этаж тел: 41-66-20	1 категория

### 3. ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

В 2024г на месторождении нефти Кул-Бас планируется добыча нефти в рамках промышленной эксплуатации. Согласно разработанной «Программе управления отходами производства и потребления» на объекте планируются к образованию следующие виды отходов:

**Таблица 3. Информация по отходам производства и потребления**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ОТХОДА	КОД ОТХОДА	ВИД ОПЕРАЦИИ, КОТОРОМУ ПОДВЕРГАЕТСЯ ОТХОД
Отходы основного производства			
1	Нефтешлам	05 01 03*	Передача специализированной организации
2	Жидкие производственные отходы	13 08 02*	Передача специализированной организации
Отходы вспомогательного производства			
3	Использованная тара из-под ЛКМ	15 01 10*	Передача специализированной организации
4	Отработанные масла	13 02 08*	Передача специализированной организации
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	Передача специализированной организации
6	Металлолом	17 04 07	Передача специализированной организации
7	Огарки сварочных электродов	12 01 13	Передача специализированной организации
8	Отработанные фильтры	15 02 02*	Передача специализированной организации
9	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	17 09 04	Передача специализированной организации
Отходы потребления			
10	Коммунальные отходы	20 03 01	Передача специализированной организации

Для удовлетворения требований РК по недопущению загрязнения окружающей среды на предприятии проводится политика управления отходами. Основные этапы управления отходами включают в себя: планирование (программа управления отходами); обращение с отходами на всех стадиях жизненного цикла отхода (инвентаризация, классификация, паспортизация, организация сбора, учет отходов); контроль, мониторинг отходов; анализ и отчетность.

Проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления. На объекте ведется учет движения отходов производства и потребления.

Первичному учету подлежат все виды отходов, образующиеся в результате деятельности предприятия, с записью в «Журнале учета образования и движения отходов». «Журнал учета образования и движения отходов» заполняется постоянно, с указанием данных по количеству образования каждого вида отхода с записью дальнейших операций по их использованию или передаче на утилизацию. Количество переданного отхода подтверждается документально (накладной, актом). Сбор отходов производится на специально оборудованных площадках.

На территории месторождения нет полигонов размещения отходов производства и потребления. Все отходы производства и потребления, образующиеся на месторождении, вывозятся на полигоны других предприятий на основании заключенных контрактов.

В связи с вышеизложенным, контроль за обращением отходов на месторождении включает в себя контроль раздельного сбора отходов, контроль периодичности вывоза, состояния мест сбора отходов, правильности ведения учета движения отходов производства и потребления. Плановая и внеплановая отчетность по учету и движению отходов предоставляется в уполномоченные государственные органы экологической службой предприятия.

## 4. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ МОНИТОРИНГ

Производственный мониторинг является элементов производственного экологического контроля. В рамках осуществления производственного мониторинга 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 оператора находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежущей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства. Операционный мониторинг обеспечивает контроль соблюдения параметров производственного процесса в целях исключения сбоев технологических режимов, предотвращения загрязнения окружающей среды и обеспечения качества производимой продукции. Работы по операционному мониторингу выполняются силами компании. В таблице приведены основные параметры и процессы, отслеживаемые в ходе операционного мониторинга:

**Таблица 4. Операционный мониторинг**

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС	ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ	ОТВЕТСТВЕННОЕ ЛИЦО
Техническое состояние оборудования. Соблюдение техники безопасности.	постоянно	Начальник месторождения, мастер ГУ, инженер по ОТ, ПБ и ООС

### 4.1. Общие сведения об источниках выбросов

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением. Мониторинг эмиссий стационарных организованных источников осуществляется на основе измерений, при невозможности проведения измерений допускается применение расчетного метода. Мониторинг эмиссий в окружающую среду на основе измерений осуществляется лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК. Мониторинг эмиссий расчетным методом может осуществляться силами предприятия. План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов приведен в проектной документации. Общие сведения об источниках выбросов по площадке представлены ниже таблица 5.

Учитывая характер деятельности каждого источника, предложены следующие методы контроля:

- для организованных источников – выхлопные трубы ДЭС, печей подогрева, резервуаров, ГГЭ – *инструментальный метод* с проведением замеров;
- для организованных источников, по которым в проектной документации предусмотрен расчетный метод, для основных неорганизованных источников, для периодически работающих источников, дающих наибольший вклад в загрязнение атмосферы – *расчетный метод* (определение объемов выбросов выполняется организацией по фактическому расходу материалов).

Мониторинг эмиссий инструментальным методом осуществляется в соответствии с методиками выполнения измерений, зарегистрированными в государственном реестре средств измерения. Мониторинг эмиссий расчетным путем осуществляется в соответствии с методиками расчета выбросов, используемыми в проектной документации. Мониторинг выбросов расчетным путем осуществляется силами предприятия. Перечень *ключевых* источников и контролируемых параметров в рамках инструментальных замеров приведен в таблице 6. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых рекомендуется мониторинг эмиссий расчетным методом, представлены в таблице 7.

**Таблица 5. Общие сведения об источниках выбросов**

№	НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ВСЕГО
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	109
2	Организованных, из них:	52
	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:	52
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	52
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	43
3	Неорганизованных, из них:	57
7)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	
8)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	57
9)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	

**Таблица 6. 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 ПРОЕКТА	ПЕРИОДИЧНОСТЬ ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ЗАМЕРОВ
		НАИМЕНОВАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ	НОМЕР			
<b>Система сбора и подготовки нефти</b>						
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		Печь подогрева ППТ-0,2Г, №1	0002	46°14'29.24338 "С 57°43'42.34325 "В	Азота (IV) диоксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азот (II) оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Углерод оксид	
ПСПН. 1-й пусковой		Печь подогрева ППТ-	0003	46°14'29.24517 "С	Азота (IV) диоксид	Ежеквартально, в

комплекс		0,2Г, №2		57°43'42. 06320 "В	Азот (II) оксид	период проведения работ
					Углерод (Сажа)	
					Углерод оксид	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №1	0004	46°14'29.24517 "С 57°43'42. 06320 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №2	0005	46°14'30.31946 "С 57°43'46.27840 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №3	0006	46°14'30.31798 "С 57°43'46.51177 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №4	0007	46°14'30.31649 "С 57°43'46.74514 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №5	0008	46°14'30.31500 "С 57°43'46. 97851 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №6	0009	46°14'30.31904 "С 57°43'46. 91198 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №7	0010	46°14'30.30755 "С 57°43'48.14535 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №8	0011	46°14'30. 30606 "С 57°43'48.37872 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой		РГС-85, №9	0012	46°14'30.30457 "С	Смесь углеводородов	Ежеквартально, в

комплекс				57°43'48.61209 "В	предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №10	0013	46°14'30.30308 "С 57°43'48. 84546 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №11	0014	46°14'30.33137 "С 57°43'44.41145 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №12	0015	46°14'30.32988 "С 57°43'44.64482 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №13	0016	46°14'30.32839 "С 57°43'44. 87819 "В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №14	0017	46°14'30.32690" С 57°43'45.11156" В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №15	0018	46°14'30.32542" С 57°43'45.34493" В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №16	0019	46°14'30.79481" С 57°43'47.91842" В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №17	0020	46°14'30.79332" С 57°43'48.15179" В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub> Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №18	0021	46°14'30.79183" С 57°43'48.38516 " В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ

					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	работ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №19	0022	46°14'30.79034" С 57°43'48.61853" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №20	0023	46°14'30.78885 " С 57°43'48.85190" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №21	0024	46°14'30.78736 " С 57°43'49.08527" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №22	0025	46°14'30.78587" С 57°43'49.31864" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №23	0026	46°14'30.78438" С 57°43'49.55201" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №24	0027	46°14'30.78289" С 57°43'49.78537" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-85, №25	0028	46°14'30.78140" С 57°43'50.01874" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-75, №1	0029	46°14'30.80523" С 57°43'46.28484" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-75, №2	0030	46°14'30.80374" С 57°43'46.51821" В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов	

ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-75, №3	0031	46°14'30.80225" С 57°43'46.75158" В	предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-75, №4	0032	46°14'30.80076" С 57°43'46.98495" В	Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс		РГС-75, №5	0033	46°14'30.32244" С 57°43'45.81167" В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс		Подогреватель путевой ПП-0,63, №1	0101	46°14'29.14445 "С 57°43'42.99539 "В	Азота (IV) диоксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азот (II) оксид	
					Углерод (Сажа)	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс		Подогреватель путевой ПП-0,63, №2	0102	46°14'29.14207 "С 57°43'42.62200 "В	Углерод оксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азота (IV) диоксид	
					Азот (II) оксид	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс		РВС-2000, №1	0103	46°14'30.53340" С 57°43'38.11264" В	Углерод (Сажа)	Ежеквартально, в период проведения работ
					Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	
					Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
<b>Газогенераторная электростанция месторождения Кул-Бас с системой внешнего электроснабжения</b>						
ГГЭ		ГГЭ №1	0201	46°14'25.80796 "С 57°43'42.71789 "В	Азота (IV) диоксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азот (II) оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
ГГЭ					Углерод оксид	
					Азота (IV) диоксид	

		ГГЭ №2	0203	46°14'25.80647 "С 57°43'42.95125 "В	Азот (II) оксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально, в период проведения работ
<b>Испытание скважин КБД-10</b>						
Площадка скважины КБД-10		Установка для освоения (испытания)	0301	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Азота (IV) диоксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азот (II) оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
Площадка скважины КБД-10		Цементировочный агрегат	0302	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Углерод оксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азота (IV) диоксид	
					Азот (II) оксид	
					Углерод (Сажа)	
Площадка скважины КБД-10		Дизельная электростанция	0303	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Сера диоксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Углерод оксид	
					Азота (IV) диоксид	
					Азот (II) оксид	
Площадка скважины КБД-10		Дизель-генератор	0305	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Углерод (Сажа)	Ежеквартально, в период проведения работ
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Азота (IV) диоксид	
Площадка скважины КБД-10		Паровая передвижная установка	0306	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Азот (II) оксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
<b>Испытание скважин КБД-11</b>						
Площадка скважины КБД-11		Установка для освоения (испытания)	0401	46°12'48,58"С 57°45'59,23"В	Азота (IV) диоксид	Ежеквартально, в период проведения работ
					Азот (II) оксид	
					Углерод (Сажа)	



				Углерод (Сажа)	
				Углерод оксид	
				Метан	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Печь подогрева ППТ-0,2Г, №1	0002	46°14'29.24338 "С 57°43'42.34325 "В	Метан	Газ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Печь подогрева ППТ-0,2Г, №2	0003	46°14'29.24517 "С 57°43'42.06320 "В	Метан	Газ
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №1	0004	46°14'29.24517"С 57°43'42.06320"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №2	0005	46°14'30.31946"С 57°43'46.27840"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №3	0006	46°14'30.31798"С 57°43'46.51177"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №4	0007	46°14'30.31649"С 57°43'46.74514"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №5	0008	46°14'30.31500"С 57°43'46.97851"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №6	0009	46°14'30.31904"С 57°43'46.91198"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №7	0010	46°14'30.30755"С 57°43'48.14535"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №8	0011	46°14'30.30606"С 57°43'48.37872"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №9	0012	46°14'30.30457"С 57°43'48.61209"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №10	0013	46°14'30.30308"С 57°43'48.84546"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	

ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №11	0014	46°14'30.33137"С 57°43'44.41145"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №12	0015	46°14'30.32988"С 57°43'44.64482"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №13	0016	46°14'30.32839"С 57°43'44.87819"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №14	0017	46°14'30.32690"С 57°43'45.11156"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №15	0018	46°14'30.32542"С 57°43'45.34493"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №16	0019	46°14'30.79481"С 57°43'47.91842"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №17	0020	46°14'30.79332"С 57°43'48.15179"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №18	0021	46°14'30.79183"С 57°43'48.38516"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №19	0022	46°14'30.79034"С 57°43'48.61853"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №20	0023	46°14'30.78885"С 57°43'48.85190"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №21	0024	46°14'30.78736"С 57°43'49.08527"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №22	0025	46°14'30.78587"С 57°43'49.31864"В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	

ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №23	0026	46°14'30.78438"C 57°43'49.55201"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №24	0027	46°14'30.78289"C 57°43'49.78537"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-85, №25	0028	46°14'30.78140"C 57°43'50.01874"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-75, №1	0029	46°14'30.80523"C 57°43'46.28484"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-75, №2	0030	46°14'30.80374"C 57°43'46.51821"В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-75, №3	0031	46°14'30.80225" С 57°43'46.75158" В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-75, №4	0032	46°14'30.80076" С 57°43'46.98495" В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	РГС-75, №5	0033	46°14'30.32244" С 57°43'45.81167" В	Метилбензол	Нефть
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Блок дозирования реагента БР-1, 2,5м3	6001	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Метанол	Химреагенты
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Трехфазный сепаратор 1-ой ст. (С-1) НГСВ-1,6-2000	6002	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Трехфазный сепаратор 2-ой ст. (С-2) НГСВ-1,6-2000	6003	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Метилбензол	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С1-С5	
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	

				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Газовый сепаратор ГС-1 (ГС 1-1,6-800-2)	6004	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Факельный сепаратор ФС-1	6005	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Дренажная емкость ДЕ-1	6006	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Конденсат
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Дренажная емкость ДЕ-3	6007	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Конденсат
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Наливная эстакада АСН-2	6008	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка замерной установки А-1	6009	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Конденсат
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка БР-1	6010	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Метанол	Химреагенты
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка сепарации	6011	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка насосов Н-1 А/Б, Н-2 А/Б	6012	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	

				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка резервуарного парка Е-11/30	6013	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка налива АСН-2 и насосов Н-4 А/Б	6014	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка факельных сепараторов ФС-1/2	6015	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка дренажных емкостей ДЕ-1/2/3	6016	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка факела Ф-1	6017	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка скважины КБД-02	6018	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка скважины КБД-06	6019	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Площадка скважины КБД-07	6020	46°14'31.45"C 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 1-й пусковой комплекс	Подогреватель путевой ПП-0,63, №1	0101	46°14'29.14445 "С 57°43'42.99539 "В	Метан	Газ
ПСПН. 1-й пусковой	Подогреватель путевой	0102	46°14'29.14207 "С	Метан	Газ

комплекс	ПП-0,63, №2		57°43'42.62200 "В		
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	РВС-2000, №1	0103	46°14'30.53340" С 57°43'38.11264" В	Бензол	Нефть
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Нефтегазовый сепаратор (С-3) НГСВ-0,6-2000	6101	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Газовый сепаратор ГС-2 (ГС 1-0,6-600-1-И)	6102	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Факельный сепаратор ФС-2	6103	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Дренажная емкость ДЕ-2	6104	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Конденсат
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Наливная эстакада АСН-1	6105	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка печей подогрева нефти ПП-0,63 (П-1/4)	6106	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка РВС-2000 (Р-1)	6107	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка резервуарного парка Е-1/10	6108	46°14'31.45"С 57°43'33.93"В	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	

				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка налива АСН-1 и насосов Н-3 А/Б	6109	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка межплощадочных трубопроводов	6110	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть, газ
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка скважины КБД-03	6111	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка скважины КБД-04	6112	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
ПСПН. 2-й пусковой комплекс	Площадка скважины КБД-08	6113	46°14'31.45"C 57°43'33.93"B	Смесь углеводородов предельных С1-С5	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Бензол	
				Диметилбензол	
				Метилбензол	
<b>Газогенераторная электростанция месторождения Кул-Бас с системой внешнего электроснабжения</b>					
ГГЭ	ГГЭ №1	0201	46°14'25.80796 "С 57°43'42.71789 "В	Бенз/а/пирен	Газ
				Формальдегид	
				Метан	
ГГЭ	Свеча ГГЭ №1	0202	46°14'25.80796 "С 57°43'42.71789 "В	Бутан	Газ
				Пентан	
				Метан	
ГГЭ	ГГЭ №2	0203	46°14'25.80647 "С 57°43'42.95125 "В	Бенз/а/пирен	Газ
				Формальдегид	

ГГЭ	Свеча ГГЭ №2	0204	46°14'25.80647 "С 57°43'42.95125 "В	Метан	Газ
				Бутан	
				Пентан	
ГГЭ	Площадка ГТУ	6201	46°14'25.80796 "С 57°43'42.71789 "В	Метан	
				Смесь углеводородов предельных С1-С5	
ГГЭ	Площадка компрессоров	6202	46°14'27.98"С 57°43'20.04"В	Смесь углеводородов предельных С6-С10	
				Смесь углеводородов предельных С1-С5	
ГГЭ	Сварочные работы	6203	46°14'27.98"С 57°43'20.04"В	Железо (II, III) оксиды	Электроды
				Марганец и его соединения	
				Азота (IV) диоксид	
				Углерод оксид	
				Фтористые газообразные	
				Фториды неорганические плохо растворимые	
				Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	
ГГЭ	Окрасочные работы	6204	46°14'27.98"С 57°43'20.04"В	Метилбензол	ЛКМ
				Бутан-1-ол	
				Этанол	
				2-Этоксэтанол	
				Бутилацетат	
				Пропан-2-он (Ацетон)	
<b>Испытание скважин КБД-10</b>					
Площадка скважины КБД-10	Установка для освоения (испытания)	0301	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Цементировочный агрегат	0302	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Дизельная электростанция	0303	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Факельная установка	0304	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Азота (IV) диоксид	Газ
				Азот (II) оксид	

				Углерод (Сажа)	
				Углерод оксид	
				Метан	
Площадка скважины КБД-10	Дизель-генератор	0305	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Емкость для дизтоплива	6301	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Сероводород	Дизтопливо
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Насос дизтоплива	6302	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Дизтопливо
				Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Емкость для масла	6303	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Масло минеральное нефтяное	Отработанные масла
Площадка скважины КБД-10	Насосы нефти	6304	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Дегазатор	6305	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Газ
				Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Емкости пластового флюида	6306	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Пластовый флюид
				Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
				Бензол	
				Диметилбензол	
Площадка скважины КБД-10	Нефтегазосепаратор	6307	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Смесь углеводородов предельных С <sub>1</sub> -С <sub>5</sub>	Нефть
				Смесь углеводородов предельных С <sub>6</sub> -С <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-10	Неплотности	6308	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Метан	Газ
Площадка скважины КБД-10	Планировка площадки	6309	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	Пыль
Площадка скважины КБД-10	Склад ПСП	6310	46°13'41,78"С 57°45'59,23"В	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	Пыль
<b>Испытание скважин КБД-11</b>					
Площадка скважины КБД-11	Установка для освоения (испытания)	0401	46°12'48,58"С 57°45'59,23"В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Цементировочный агрегат	0402	46°12'48,58"С 57°45'59,23"В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>	
Площадка скважины	Дизельная электростанция	0403	46°12'48,58"С	Бенз/а/пирен	Дизтопливо

КБД-11			57°45'59,23''В	Формальдегид	
				Алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Факельная установка	0404	46°12'48,58''С 57°45'59,23''В	Азота (IV) диоксид	Газ
				Азот (II) оксид	
				Углерод (Сажа)	
				Углерод оксид	
				Метан	
Площадка скважины КБД-11	Дизель-генератор	0405	46°12'48,58''С 57°45'59,23''В	Бенз/а/пирен	Дизтопливо
				Формальдегид	
				Алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Емкость для дизтоплива	6401	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Сероводород	Дизтопливо
				Алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Насос дизтоплива	6402	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Дизтопливо
				Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Емкость для масла	6403	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Масло минеральное нефтяное	Отработанные масла
Площадка скважины КБД-11	Насосы нефти	6404	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Дегазатор	6405	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Газ
				Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Емкости пластового флюида	6406	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Пластовый флюид
				Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
				Бензол	
				Диметилбензол	
Площадка скважины КБД-11	Нефтегазосепаратор	6407	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	
Площадка скважины КБД-11	Неплотности	6408	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Метан	Газ
Площадка скважины КБД-11	Планировка площадки	6409	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	Пыль
Площадка скважины КБД-11	Склад ПСП	6410	46°13'41,78''С 57°45'59,23''В	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	Пыль

## 4.2. Сведения о газовом мониторинге

ТОО «КУЛ-БАС» не имеет собственных полигонов размещения отходов производства и потребления, все отходы передаются в соответствии с договорами. В связи с этим на предприятии газовый мониторинг полигона не проводится.

**Таблица 8. 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
<i>Не предусмотрено ППЭК</i>					

## 4.3. Сведения по сбросу сточных вод

ТОО «КУЛ-БАС» не сбрасывает сточные воды на рельеф местности или пруды-накопители, все сточные воды передаются в соответствии с договором. На основании этого мониторинг сточных вод не проводится.

**Таблица 9. 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
<i>Не предусмотрено ППЭК</i>				

## 4.4. Мониторинг воздействия

### 4.4.1. Мониторинг воздействия на атмосферный воздух

В рамках мониторинга воздействия на окружающую среду контроль загрязнения атмосферы будет осуществляться на границе вахтового поселка и на границе санитарно-защитной зоны месторождения, площадке скважины КБД-10,11 по одному из восьми румбов с учетом направления ветра в день отбора проб. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха представлен в таблице.

**Таблица 10. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха**

№ КОНТРОЛЬНОЙ ТОЧКИ (ПОСТА)	КОНТРОЛИРУЕМОЕ ВЕЩЕСТВО	ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ В ПЕРИОДЫ ПРИ НМУ, РАЗ/СУТ.	КЕМ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ КОНТРОЛЬ	МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ КОНТРОЛЯ
Месторождение Кул-Бас					
Граница санитарно-защитной зоны (наветренная, подветренная сторона)	Азота диоксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Алканы C12-C19	Ежеквартально	2 раза в день	Аккредитованная лаборатория	Инструментальные замеры

Вахтовый поселок	Азота диоксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид Алканы C12-C19	Ежеквартально	2 раза в день	Аккредитованная лаборатория	Инструментальные замеры
Площадка строительства системы сбора и подготовки нефти					
Граница санитарно-защитной зоны (наветренная, подветренная сторона)	Азота диоксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально, в период проведения работ	-	Аккредитованная лаборатория	Инструментальные замеры
Площадка строительства газогенераторной электростанции с системой внешнего электроснабжения					
Граница санитарно-защитной зоны (наветренная, подветренная сторона)	Азота диоксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально, в период проведения работ	-	Аккредитованная лаборатория	Инструментальные замеры
Площадка испытания скважин КБД-10,11					
Граница санитарно-защитной зоны (наветренная, подветренная сторона)	Азота диоксид Углерод (Сажа) Сера диоксид Углерод оксид	Ежеквартально	-	Аккредитованная лаборатория	Инструментальные замеры

#### 4.4.2. Мониторинг воздействия на водные объекты

На месторождении для водоснабжения используется бутилированная или привозная вода.

В процессе проведения работ и жизнедеятельности персонала образуются хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые сточные воды поступают в гидроизолированный септик, и по мере накопления содержимое откачивает и отвозит спецтехника специализированной организации, занимающейся утилизацией хозяйственно-бытовых стоков. Таким образом, воздействие хозяйственно-бытовых сточных вод можно охарактеризовать как местное, средней продолжительности и незначительное.

Предприятие не производит сброс воды на поверхностные водоемы и рельеф местности в связи, с чем мониторинг поверхностных и подземных вод не планируется.

**Таблица 11. График мониторинга воздействия на водном объекте**

№	КОНТРОЛЬНЫЙ СТОР	НАИМЕНОВАНИЕ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	ПДК, (МГ/ДМЗ)	ПЕРИОДИЧНОСТЬ	МЕТОД АНАЛИЗА
1	2	3	4	5	6
<i>В рамках программы ПЭК отбор проб воды не предусматривается. Вода привозная.</i>					

#### 4.4.3. Мониторинг уровня загрязнения почв

Целью мониторинга почв является получение аналитической информации о состоянии почв для оценки влияния деятельности предприятия на их качество.

При проведении мониторинговых исследований проводится визуальное обследование территории предприятия, в ходе которого выявляются места потенциального загрязнения. Отбор, подготовка и анализ проб почвы будут проводиться лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК о техническом регулировании.

Отбор почвенных проб будет проводиться в соответствии с ГОСТ 17.04.3.01-83 «Общие требования к отбору проб» (СТ СЭВ 3847-82), ГОСТ 17.4.4.02-84 2 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа» по типовой схеме опробования. Отобранные пробы будут упаковываться в тару из химически нейтрального материала. При отборе проб дают координатную и, по возможности, местную привязку центра пробной площадки.

Анализ проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

**Таблица 12. Мониторинг уровня загрязнения почвы**

ТОЧКА ОТБОРА ПРОБ	НАИМЕНОВАНИЕ КОНТРОЛИРУЕМОГО ВЕЩЕСТВА	ПДК, (МГ/КГ)	ПЕРИОДИЧНОСТЬ	МЕТОД АНАЛИЗА
<b>Месторождение Кул-Бас</b>				
Промплощадка (1 проба)	Нефтепродукты	-	1 раз в год	В соответствии с утвержденными методиками в РК
	Свинец	32		
	Медь	3		
	Цинк	23		
	pH	-		
	Хлориды	-		
	Сульфаты	-		
	Гумус	-		
Граница СЗЗ (1 проба)	Нефтепродукты	-	1 раз в год	В соответствии с утвержденными методиками в РК
	Свинец	32		
	Медь	3		
	Цинк	23		
	pH	-		
	Хлориды	-		
	Сульфаты	-		
	Гумус	-		
<b>Площадка испытания скважин КБД-10,11</b>				
Площадка испытания скважин КБД-10,11	Нефтепродукты	-	1 раз в год (в период проведения работ)	В соответствии с утвержденными методиками в РК
	Свинец	32		
	Медь	3		
	Цинк	23		
	pH	-		
	Хлориды	-		
	Сульфаты	-		
	Гумус	-		
Граница СЗЗ	Нефтепродукты	-	1 раз в год	В соответствии с

площадки испытания скважин КБД-10,11	Свинец	32	(в период проведения работ)	утвержденными методиками в РК
	Медь	3		
	Цинк	23		
	рН	-		
	Хлориды	-		
	Сульфаты	-		
	Гумус	-		

#### 4.4.4. Мониторинг животного и растительного мира

Мониторинг животного и растительного мира проводится по месторождению, с целью предотвращения риска сокращения биоразнообразия. Мониторинг состояния растительного покрова проводят с периодичностью *один раз в год* на границе санитарно-защитной зоны месторождения Кул-Бас. Периодичность определена, исходя из состава растительности исследуемой территории, где активную роль играют коротковегетирующие виды (эфемеры и эфемероиды) и наблюдается два вида вегетации (весенний – эфемеров и эфемероидов и осенний – полукустарничков). Мониторинговые наблюдения за растительным покровом проводятся с использованием традиционных геоботанических исследований и специальных методических приемов по оценке состояния растительности: структура фитоценоза, доминирующие виды, степень покрытия, обилие, оценка состояния фитоценоза. При этом особое внимание уделяется изучению пространственного размещения (структуры) и визуальному наблюдению о растительных сообществах, экологии доминирующих видов и оценке состояния фитоценозов. Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечают:

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

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечают различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

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

- ✓ оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- ✓ определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

**Таблица 13. Мониторинг животного и растительного мира**

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ НАБЛЮДЕНИЙ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ НАБЛЮДЕНИЙ	НАБЛЮДАЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ	МЕТОД НАБЛЮДЕНИЙ
Граница СЗЗ м/р Кул-Бас	1 раз в год	Видовой состав, обилие, размещение, общее состояние	Визуальный, описательный

#### 4.4.5. Радиационный фон

Радиационное обследование будет выполняться в соответствии с действующими на территории РК нормативно-методическими и законодательными документами.

В перечень работ по радиоэкологическому обследованию входит определение радиационного фона на территории скважин. В случае превышения экспозиционной дозы выше нормативной (0,33 мкЗв/час), будут отобраны пробы почвы с целью определения характера радиационного загрязнения.

**Таблица 14. Радиационный мониторинг**

РАСПОЛОЖЕНИЕ ТОЧЕК КОНТРОЛЯ	КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ
Месторождение Кул-Бас	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения	1 раз в год
Площадка строительства системы сбора и подготовки нефти	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения	1 раз в год в период проведения работ
Площадка строительства газогенераторной электростанции с системой внешнего электроснабжения	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения	1 раз в год в период проведения работ
Площадка испытания скважин КБД-10,11	Определение мощности экспозиционной дозы гамма-излучения	1 раз в год в период проведения работ

#### 5. ПЛАН-ГРАФИК ВНУТРЕННИХ ПРОВЕРОК И ПРОЦЕДУР УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

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

Контроль осуществляется в соответствии с планом-графиком внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства Республики Казахстан. Оператор объекта принимает меры по регулярной внутренней проверке соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан и сопоставлению результатов производственного экологического контроля с условиями экологического и иных разрешений.

Внутренние проверки проводятся работником (работниками), на которого (которых) оператором объекта возложена ответственность за организацию и проведение производственного экологического контроля.

В ходе внутренних проверок контролируются:

- выполнение мероприятий, предусмотренных программой производственного экологического контроля;
- следование производственным инструкциям и правилам, относящимся к охране окружающей среды;
- выполнение условий экологических 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 (осуществляющие) внутреннюю проверку, обязан (обязаны):

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

Внутренние проверки проводятся инженерами по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды на промысле и инженером по охране окружающей среды в форме постоянного контроля (согласно Графику) и внеплановых проверок (в случаях, требующих непредвиденного контроля за состоянием окружающей среды на объектах).

**Таблица 15. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства**

№	ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ	ОТВЕТСТВЕННОЕ ЛИЦО
1. Контроль технологического процесса			
1.1.	Соблюдение правил ТБ на объекте	Постоянно	Инженер по ТБ
1.2.	Контроль за состоянием и эксплуатацией оборудования, инструментов	Ежеквартально	Начальник м/р
1.4.	Соблюдение технологического процесса производства	Постоянно	Начальник м/р
2. Контроль выполнения плана природоохранных мероприятий			
2.1.	Контроль за проведением производственного мониторинга и экологической отчетности	Ежеквартально	Эколог

## **6. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ЗАМЕРОВ В ЛАБОРАТОРИИ**

С целью обеспечения качества инструментальных замеров к лаборатории будет предъявлен ряд требований:

- методики выполнения измерений должны быть аттестованы;
- средства измерений должны иметь сертификаты, свидетельствующие о внесении их в госреестр РК;
- оборудование должно иметь свидетельство о поверке;
- персонал лаборатории должен иметь соответствующие квалификации;
- в лаборатории должен проводиться внутренний и внешний контроль точности измерений.

## **7. МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЕТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ**

Оператор I категории ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями «Правил согласования программ производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля».

Отчетность по результатам производственного экологического контроля должна отражать полную информацию об исполнении программы за отчетный период.

Отчетность о выполнении программы производственного экологического контроля предоставляется в уполномоченные органы по форме и в сроки, оговоренные в «Правилах согласования программ производственного экологического контроля и требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля».

## **8. ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЯ В НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ**

Чрезвычайная ситуация - это неожиданная, непредвиденная обстановка, требующая решительных действий. Такими ситуациями предприятия являются:

- ✓ нарушение технологии производства работ, приведшие к нанесению ущерба окружающей среде;
- ✓ несчастный случай, связанный с повреждением техники и оборудования.

Действие персонала в связи с каждой конкретной чрезвычайной ситуацией регламентируется соответствующими внутренними инструкциями предприятия.

Весь персонал предприятия проходит инструктаж по соблюдению техники безопасности, также инструктаж по действиям при возникновении чрезвычайной ситуации.

В случае возникновения аварийных ситуаций, связанных с риском загрязнения окружающей среды предприятие принимает все возможные меры локализации аварии и ликвидации последствий в соответствии с планом локализации и ликвидации возможных аварий в ТОО «КУЛ-БАС», утвержденным директором предприятия.

В случае фиксирования чрезвычайных ситуаций, связанных с риском загрязнения окружающей среды, руководство предприятия должно проинформировать о данных фактах уполномоченные органы в области охраны окружающей среды, принять меры по ликвидации последствий чрезвычайной ситуации, определить размер ущерба, причиненного компонентам окружающей среды, осуществить соответствующие платежи за загрязнение окружающей среды.

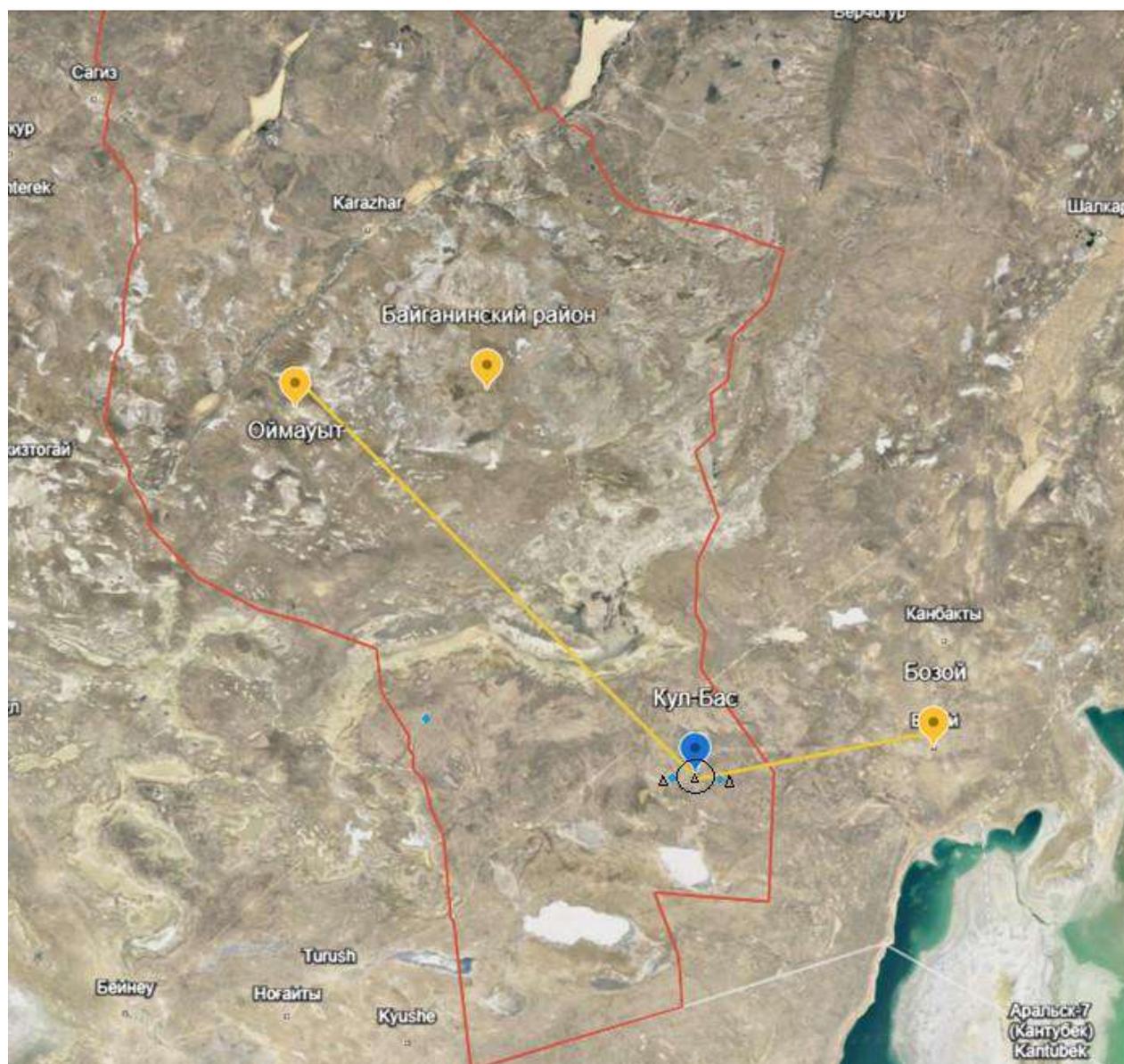
## **9. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЗА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

Директор компании несет ответственность за обеспечение экологической безопасности на предприятии. Ответственным за проведение производственного экологического контроля в соответствии приказом директора назначен эколог предприятия.

В обязанности службы ПБ, ОТ и ООС входит организация производственного экологического контроля, заключающегося в функциях:

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

## Карта-схема отбора проб в рамках мониторинга воздействия



△ - точка отбора проб воздуха

□ - точка отбора проб грунта

## **Перечень нормативных документов, регламентирующих организацию и проведение мониторинга окружающей среды в Республике Казахстан**

1. Экологический кодекс Республики Казахстан
2. ГОСТ 17.2.6.02-85 Охрана природы. Атмосфера. Газоанализаторы автоматические для контроля загрязнения атмосферы. Общие технические требования
3. ГОСТ 17.2.6.01-86 Охрана природы. Атмосфера. Приборы для отбора проб воздуха населенных пунктов. Общие технические требования
4. ГОСТ 17.2.3.01-86 Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов
5. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования в воздухе рабочей зоны
6. РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы
7. «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.