



120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул.Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ _____

« _____ » 2023 года

ТОО СП «Казгермунай»

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 14.07.2023 г. вх. № KZ47RYS00414491.

Общие сведения. Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в Южной части Торгайской низменности и ограничено координатами 460 02' – 46017' с.ш. и 65013' – 65024' в.д.

Расстояние до областного центра Кызылорда - 140 км. К востоку в 250 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Омск Павлодар-Шымкент. В 40 км северо-восточнее месторождения Нуралы находится крупное разрабатываемое месторождение Кумколь. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш и Жусалы, расположенные на расстоянии 130 и 125 км соответственно.

Краткое описание намечаемой деятельности. Намечаемая деятельности предусмотрено дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы. С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки. 1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующем фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед. 2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед. На месторождении Нуралы планируется строительство оценочных скважин №415, 416 с проектной глубиной 2350м. После замера



дебита на ДНС Север, жидкость с помощью мультифазных насосов типа «MPC 268-D» в количестве 3-ед (1 – рабочий, 2 - резервные) трехфазную жидкость, с добавлением химического реагента деэмульгатора по коллектору Ø219 мм откачивается на установку переработки нефти месторождения Нуралы. Газожидкостная смесь на УПН Нуралы поступает по трем коллекторам, с северной и южной части месторождения Нуралы и с месторождения Аксай, а также скважинная продукция по отдельным выкидным линиям скважин Нуралы – 69, 402 и 418 поступает на манифольд УПН. Объединившись в один коллектор Ø325x10, газожидкостная смесь общим потоком от блока входных манифольдов Р-1,5-2,0 МПа и t-40-50°C, через приёмную гребёнку поступает на трехфазные сепараторы С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1-И объемом 100 м³ каждый. Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ по газопроводу направляется в вертикальные газовые сепараторы С-2/С-2А типа ГС2-1,6-2000-1, где осуществляется его очистка от капельной жидкости. Основной попутный газ, выделившийся из смеси, после дополнительной очистки в газовом сепараторе, поступает на компрессорную установку К-1/2 (К-3/4) для транспортировки по межпромысловому газопроводу на УПГ-1/2 месторождения Акшабулак. Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти подается в систему ППД. После первой ступени С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1 сепарации нефтяная жидкость с 20% обводненностью направляется на площадку теплообменника подогреваемые теплообменником и печами подогрева П-2/3 (один резервный) для эффективного нагрева продукта. Подогретая до температуры 60-70°C нефть поступает далее на трехфазный сепаратор II-ступени С-3,2 типа ТФСК-Г-200/1,0, которые предназначен для более глубокого разгазирования, обезвоживания, и подготовки нефти, далее нефтяная жидкость направляется в дегазатор С-3,1. На II-ступени сепарации в сепараторе С-3,2 происходит дальнейшее разделение жидкости на воду и нефть. Нефть после II-ступени сепарации подается на III-ступень сепарации в сепаратор С-3.1, где происходит ее окончательная дегазация при Р-0.02-0,03 МПа, выделившийся в процессе сепарации газ также через сепаратор газовый щелевой типа СЩВ-300/1.0 через факельный сепаратор С-5 сбрасывается на факел. Из газокomppressorной газ подается в газопровод «Нуралы-Акшабулак» на установку переработки газа (УПГ-1/2) на м. Акшабулак. На УПН м/р Нуралы производится дозирование химических реагентов: деэмульгатор, ингибитор коррозии, бактерицид, заменитель метанола (подача осуществляется в газопровод Нуралы-Акшабулак). Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти на второй ступени сепарации также в систему ППД. После III-ступени сепарации подготовленная нефть бустерными насосами перекачки нефти Н-9А/В откачивается в вертикальные резервуары товарной нефти ёмкостью 3000 м³ – 2-ед, что обеспечивает 5-6 суточный запас товарной нефти на УПН. Далее подготовленная до товарного качества нефть для сдачи потребителю, по нефтепроводу «Нуралы - Акшабулак» протяженностью L-32 км при помощи магистральных насосов KSB №1 и №2 откачивается на ЦППН м/р Акшабулак.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды. Выбросы. Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м: Железо (II, III) оксиды 0,01092 г/с, 0,00314 т/год; Марганец и его соединения 0,00115 г/с, 0,00034 т/год. Азота (IV) диоксид 4,417 г/с, 19,448 т/год; Азот (II) оксид 5,742 г/с, 25,2788 т/год; Углерод 0,73597 г/с, 3,2417 т/год; Сера диоксид 1,4719004 г/с, 6,481801 т/год; Сероводород 0,000018 г/с, 0,00001 т/год; Углерод оксид 3,6798 г/с, 16,2106 т/год; Проп-2-ен-1-аль 0,17664 г/с, 0,77792 т/год; Формальдегид 0,17664 г/с, 0,77792 т/год; Алканы С12-19 1,7871225 г/с, 7,803288 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 0,458761 г/с, 0,13214 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 0,00028 г/с, 0,00008 т/год. Всего: 18,658202 г/с, 80,15574 т/год. Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2023г: Азота (IV) диоксид 0,5412638 г/с, 16,35022 т/год; Азот (II) оксид 0,06756 г/с, 2,01407 т/год; Углерод (Сажа) 0,0836225 г/с, 2,63712 т/год; Сера диоксид 0,0004827 г/с, 0,038353 т/год; Углерод оксид 1,5309253 г/с, 47,0796 т/год; Метан (727*) 0,1849056 г/с, 5,54778 т/год; Смесь углеводородов предельных С1-С5 0,06855 г/с, 3,21296 т/год. Всего : 2,4773099 г/с, 76,880103



т/год Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2024г: Азота (IV) диоксид 0,3897233 г/с, 11,793439 т/год; Азот (II) оксид 0,04654 г/с, 1,38582 т/год; Сера диоксид 0,0004787 г/с, 0,032915 т/год; Углерод оксид 1,2689198 г/с, 39,03566 т/год; Метан (727*) 0,1521805 г/с, 4,565344 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,06854 г/с, 3,0376 т/год. ВСЕГО:1,9954053 г/с, 62,029354 т/год. Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2025г: Азота (IV) диоксид 0,537894 г/с, 15,275383 т/год; Азот (II) оксид 0,06756 г/с, 2,01407 т/год; Углерод (Сажа) 0,0813167 г/с, 2,566272 т/год; Сера диоксид 0,0004827 г/с, 0,038001 т/год; Углерод оксид 1,5078674 г/с, 46,37112 т/год; Метан (727*) 0,184344 г/с, 5,530068 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,06855 г/с, 3,201375 т/год. Всего: 2,4480148 г/с, 74,996289 т/год. Всего: 1,9954053 г/с, 62,029354 т/год.

Отходы. Количества образующихся отходов при бурении скважин проектной глубиной 2350м: Буровой шлам 460,32т; Отработанный буровой раствор 499,86т; Промасленная ветошь 0,2252т; Отработанные масла 5,0894т; Металлолом 1,5168т; Огарки сварочных электродов 0,003т; Коммунальные отходы 0,432т. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения: Промасленная ветошь 0,3378т; Отработанные аккумуляторы 0,000075т; Огарки сварочных электродов 0,0045т; Металлолом 0,4551т; ТБО 6,75т.

Намечаемая деятельность относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Во время проведения скрининга для сбора замечаний и предложений общественности представленное заявление о намечаемой деятельности опубликовано на портале «Единый экологический портал, а также направлено в заинтересованные государственные органы.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.

Возможные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, предусмотренные п.25 Главы 3 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280 прогнозируются. Таким образом, необходимо проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду, в соответствии со следующими обоснованиями.

1. Намечаемая деятельность связана с производством, использованием, хранением, транспортировкой или обработкой веществ или материалов, способных нанести вред здоровью человека, окружающей среде или вызвать необходимость оценки действительных или предполагаемых рисков для окружающей среды или здоровья человека.

2. Приводит к образованию опасных отходов производства и (или) потребления.

3. Осуществляет выбросы загрязняющих (в том числе токсичных, ядовитых или иных опасных) веществ в атмосферу, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения – гигиенических нормативов.

4. Является источником физических воздействий на природную среду: шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей, световой или тепловой энергии, иных физических воздействий на компоненты природной среды.

5. Создает риски загрязнения земель или водных объектов (поверхностных и подземных) в результате попадания в них загрязняющих веществ.

6. Приводит к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

7. Повлечёт строительство или обустройство других объектов (трубопроводов, дорог, линий связи, иных объектов), способных оказать воздействие на окружающую среду.

8. Оказывает потенциальные кумулятивные воздействия на окружающую среду вместе с иной деятельностью, осуществляемой или планируемой на данной территории.



9. Оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для её состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

10. Факторы, связанные с воздействием намечаемой деятельности на окружающую среду и требующие изучения.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещённого на портале «Единый экологический портал».

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н. Өмірсерікұлы





120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул.Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ _____

« ____ » _____ 2023 года

ТОО СП «Казгермунай»

Заключение

об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 14.07.2023 г. вх. № KZ47RYS00414491.

Общие сведения. Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в Южной части Торгайской низменности и ограничено координатами 460 02' – 46017' с.ш. и 65013' – 65024' в.д.

Расстояние до областного центра Кызылорда - 140 км. К востоку в 250 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Омск Павлодар-Шымкент. В 40 км северо-восточнее месторождения Нуралы находится крупное разрабатываемое месторождение Кумколь. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш и Жусалы, расположенные на расстоянии 130 и 125 км соответственно.

Краткое описание намечаемой деятельности. Намечаемая деятельности предусмотрено дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы. С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки. 1 вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки месторождения существующем фондом скважин. Выбытие из нагнетательного фонда нагнетательных скважины №65 на I объекте, возобновление разработки VII объекта, путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2026г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2026г. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед. 2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед. На месторождении Нуралы планируется строительство оценочных скважин №415, 416 с проектной глубиной 2350м. После замера



дебита на ДНС Север, жидкость с помощью мультифазных насосов типа «MPC 268-D» в количестве 3-ед (1 – рабочий, 2 - резервные) трехфазную жидкость, с добавлением химического реагента деэмульгатора по коллектору Ø219 мм откачивается на установку переработки нефти месторождения Нуралы. Газожидкостная смесь на УПН Нуралы поступает по трем коллекторам, с северной и южной части месторождения Нуралы и с месторождения Аксай, а также скважинная продукция по отдельным выкидным линиям скважин Нуралы – 69, 402 и 418 поступает на манифольд УПН. Объединившись в один коллектор Ø325x10, газожидкостная смесь общим потоком от блока входных манифольдов P-1,5-2,0 МПа и t-40-50°C, через приёмную гребёнку поступает на трехфазные сепараторы С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1-И объемом 100 м³ каждый. Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ по газопроводу направляется в вертикальные газовые сепараторы С-2/С-2А типа ГС2-1,6-2000-1, где осуществляется его очистка от капельной жидкости. Основной попутный газ, выделившийся из смеси, после дополнительной очистки в газовом сепараторе, поступает на компрессорную установку К-1/2 (К-3/4) для транспортировки по межпромысловому газопроводу на УПГ-1/2 месторождения Акшабулак. Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти подается в систему ППД. После первой ступени С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1 сепарации нефтяная жидкость с 20% обводненностью направляется на площадку теплообменника подогреваемые теплообменником и печами подогрева П-2/3 (один резервный) для эффективного нагрева продукта. Подогретая до температуры 60-70°C нефть поступает далее на трехфазный сепаратор II-ступени С-3,2 типа ТФСК-Г-200/1,0, которые предназначен для более глубокого разгазирования, обезвоживания, и подготовки нефти, далее нефтяная жидкость направляется в дегазатор С-3,1. На II-ступени сепарации в сепараторе С-3,2 происходит дальнейшее разделение жидкости на воду и нефть. Нефть после II-ступени сепарации подается на III-ступень сепарации в сепаратор С-3.1, где происходит ее окончательная дегазация при P-0.02-0,03 МПа, выделившийся в процессе сепарации газ также через сепаратор газовый щелевой типа СЩВ-300/1.0 через факельный сепаратор С-5 сбрасывается на факел. Из газокomppressorной газ подается в газопровод «Нуралы-Акшабулак» на установку переработки газа (УПГ-1/2) на м. Акшабулак. На УПН м/р Нуралы производится дозирование химических реагентов: деэмульгатор, ингибитор коррозии, бактерицид, заменитель метанола (подача осуществляется в газопровод Нуралы-Акшабулак). Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти на второй ступени сепарации также в систему ППД. После III-ступени сепарации подготовленная нефть бустерными насосами перекачки нефти Н-9А/В откачивается в вертикальные резервуары товарной нефти ёмкостью 3000 м³ – 2-ед, что обеспечивает 5-6 суточный запас товарной нефти на УПН. Далее подготовленная до товарного качества нефть для сдачи потребителю, по нефтепроводу «Нуралы - Акшабулак» протяженностью L-32 км при помощи магистральных насосов KSB №1 и №2 откачивается на ЦППН м/р Акшабулак.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды. Выбросы. Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве 2 оценочных скважин проектной глубиной 2350м: Железо (II, III) оксиды 0,01092 г/с, 0,00314 т/год; Марганец и его соединения 0,00115 г/с, 0,00034 т/год. Азота (IV) диоксид 4,417 г/с, 19,448 т/год; Азот (II) оксид 5,742 г/с, 25,2788 т/год; Углерод 0,73597 г/с, 3,2417 т/год; Сера диоксид 1,4719004 г/с, 6,481801 т/год; Сероводород 0,000018 г/с, 0,00001 т/год; Углерод оксид 3,6798 г/с, 16,2106 т/год; Проп-2-ен-1-аль 0,17664 г/с, 0,77792 т/год; Формальдегид 0,17664 г/с, 0,77792 т/год; Алканы С12-19 1,7871225 г/с, 7,803288 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 0,458761 г/с, 0,13214 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 0,00028 г/с, 0,00008 т/год. Всего: 18,658202 г/с, 80,15574 т/год. Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2023г: Азота (IV) диоксид 0,5412638 г/с, 16,35022 т/год; Азот (II) оксид 0,06756 г/с, 2,01407 т/год; Углерод (Сажа) 0,0836225 г/с, 2,63712 т/год; Сера диоксид 0,0004827 г/с, 0,038353 т/год; Углерод оксид 1,5309253 г/с, 47,0796 т/год; Метан (727*) 0,1849056 г/с, 5,54778 т/год; Смесь углеводородов предельных С1-С5 0,06855 г/с, 3,21296 т/год. Всего : 2,4773099 г/с, 76,880103



т/год Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2024г: Азота (IV) диоксид 0,3897233 г/с, 11,793439 т/год; Азот (II) оксид 0,04654 г/с, 1,38582 т/год; Сера диоксид 0,0004787 г/с, 0,032915 т/год; Углерод оксид 1,2689198 г/с, 39,03566 т/год; Метан (727*) 0,1521805 г/с, 4,565344 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,06854 г/с, 3,0376 т/год. ВСЕГО:1,9954053 г/с, 62,029354 т/год. Перечень вредных веществ, выбрасываемых от стационарных источников при эксплуатации месторождения Нуралы за 2025г: Азота (IV) диоксид 0,537894 г/с, 15,275383 т/год; Азот (II) оксид 0,06756 г/с, 2,01407 т/год; Углерод (Сажа) 0,0813167 г/с, 2,566272 т/год; Сера диоксид 0,0004827 г/с, 0,038001 т/год; Углерод оксид 1,5078674 г/с, 46,37112 т/год; Метан (727*) 0,184344 г/с, 5,530068 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,06855 г/с, 3,201375 т/год. Всего: 2,4480148 г/с, 74,996289 т/год. Всего: 1,9954053 г/с, 62,029354 т/год.

Отходы. Количества образующихся отходов при бурении скважин проектной глубиной 2350м: Буровой шлам 460,32т; Отработанный буровой раствор 499,86т; Промасленная ветошь 0,2252т; Отработанные масла 5,0894т; Металлолом 1,5168т; Огарки сварочных электродов 0,003т; Коммунальные отходы 0,432т. Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения: Промасленная ветошь 0,3378т; Отработанные аккумуляторы 0,000075т; Огарки сварочных электродов 0,0045т; Металлолом 0,4551т; ТБО 6,75т.

Намечаемая деятельность относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Во время проведения скрининга для сбора замечаний и предложений общественности представленное заявление о намечаемой деятельности опубликовано на портале «Единый экологический портал, а также направлено в заинтересованные государственные органы.

Выводы. При разработки проекта отчёта о возможных воздействиях:

1. Представить описание текущего состояния компонентов окружающей среды в сравнении с экологическими нормативами, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами.

2. Необходимо представить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учётом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.

3. Дать характеристику технологических процессов, в результате которых предусматриваются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Представить перечень загрязняющих веществ, их объёмы.

4. Представить классы опасности и предполагаемый объём образующихся отходов.

5. Включить природоохранные мероприятия по охране недр и мероприятия по обращению с отходами.

6. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием объектов окружающей среды.

7. Согласно п.25 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно «Правилам проведения общественных слушаний» от 03.08.2021 г. №286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, посёлков, сёл), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населённых пунктах.



9. Необходимо учесть перечень мероприятий по охране окружающей среды согласно Приложению 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК (далее - Кодекс).

10. Согласно п.1, п.2 и п.3 ст.238 Кодекса при проведении работ учесть экологические требования при использовании земель:

1. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламливание земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

2. Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

3. При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнении строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

11. В связи с тем что, предусматривается водоотведение хозяйственно-бытовых сточных и производственных вод, учесть требования п.10 ст.222 Кодекса: Запрещается сброс сточных вод без предварительной очистки, за исключением сбросов шахтных и карьерных вод горно-металлургических предприятий в пруды-накопители и (или) пруды-испарители, а также вод, используемых для водяного охлаждения, в накопители, расположенные в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения.

12. Представить характеристику образуемых в процессе эксплуатации отходов и методы их утилизации. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н. Өмірсерікұлы

Исп. Муталапов .О
Тел. 230019



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

