

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»

РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ СРЕУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

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

№ _____

« ____ » _____ 2026 года

ТОО «СП Казгермунай»

**Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду
на проект «Отчет о возможных воздействиях»
к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы»**

Материалы поступили на рассмотрение 12.06.2026 г. вх. №KZ75RVX01973392.

Общие сведения.

Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Сырдарьинском (бывшем 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 Кызыл-Орда - 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.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Температура воздуха зимой от -120С до -400С, летом от +270С до +450С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Водные артерии на площади работ отсутствуют. В паводковый период с марта по май происходит заполнение сухих русел рек и озер. Обеспечение технической и бытовой водой осуществляется из артезианских скважин, пробуренных Кызылординской гидрогеологической экспедицией.

Недропользователем месторождения Нуралы является ТОО «СП «Казгермунай» имеющее лицензию на право пользования недрами в РК, выданная для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Нуралы в Кызылординской области, серии МГ № 26 (нефть) от 15 ноября 1996г с дополнением №5 от 2 декабря 2015г к контракту №39 от 28.05.1996г. Согласно дополнению №7 государственный регистрационный №5222-УВС от 19.05.2023г выдано разрешение на продление срока действия Контракта (письмо 12-01-12/5717 от 13.03.2023г, Протокол №10/7 МЭ РК от 10.03.2023г) согласно которому срок завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г.

Площадь горного отвода - 160,46 км², глубина отвода - до кристаллического фундамента.

Рассматриваемый объект относится к объектам 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.

Краткое описание работ. Технологические показатели вариантов разработки:

1 вариант (базовый) предусматривает дальнейшую разработку месторождения согласно ДПР-2024г, с вводом из наблюдательного фонда 2 скважин №№33, 200 на III объекте, ПВЛГ 3 скважин (№41 - III об., №43 - VI об.), проведением ИДН скважины №231 в 2027г, возобновление



разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2031г, также ввод в разработку Возвратного объекта переводом с VI объекта скважины №39. Ввод в разработку VII объекта переводом из наблюдательного фонда VIII объекта под добычу скважины №410, заменен переводом скважины №37 с наблюдательного фонда в 2029г, Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 37 и 15 ед. соответственно.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по переводу в нагнетательный фонд 5 скважин: на I об. (№418 в 2026г), II об. (№32 -2027г), III об. (№219 в 2026г, №2 в 2027г) и IV об. (№419 в 2029г), одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) в скважине №83 III и V объекта, также предусмотрен ввод из наблюдательного фонда 2 скважин на II объекте №80 в 2027г и №9 в 2029г и 3 скважин на III объекте №151 в 2027г с проведением СКО и №№141, 217 в 2029г, бурение скважины №424 на IV объекте в 2026г, дострел в скважине №31Д на VI объекте и мероприятие по вводу скважины №415 на газовой залежи I объекта. Ввод Возвратного объекта 2 предусмотрен в 2026г вводом из наблюдательного фонда скважины №92. Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 44 и 19 ед.

В рамках настоящего отчета «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» по основному варианту предусматривается бурение одной вертикальной эксплуатационной скважины №424 и одной оценочной скважины №422, а также по резервному варианту предусматривается бурение 11 скважин №№ 420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432 на контрактной территории АО «Казгермунай».

По состоянию на 01.01.26 год фонд эксплуатационных скважин составляет - 37 единиц, из которых 2 скважина в простое, остальные в действующем фонде.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения Нуралы предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции на установку подготовки нефти месторождения Нуралы для доведения ее до товарной кондиции и дальнейшей транспортировки по нефтепроводу «Нуралы-Акшабулак» на ЦППН Акшабулак для сдачи потребителю.

Описание существующей системы сбора

На месторождении Нуралы принята двухступенчатая герметизированная система добычи и сбора скважинной продукции. По расположению добывающих площадей, месторождение разделено на 3 составляющие:

- южная часть;
- северная часть;
- установка подготовки нефти, расположенная в центре.

Процесс системы сбора, транспорта и подготовки продукции на УДНГ состоит из УПН Нуралы, куда транспортируется скважинная продукция с АГЗУ кол-ве 5-единиц.

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на дожимную насосную станцию (ДНС-Север, ДНС-Юг). ДНС оборудованы многофазными замерными установками для замера объемов добычи нефти со скважин — ОЗНА Массомер ЕЕ-1500-14.

Описание технологии подготовки скважинной продукции на УПН

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 поступает на манифольд УПН.

Объединившись в один коллектор Ø325x10, газожидкостная смесь общим потоком от блока входных манифольдов через приёмную гребёнку поступает на трехфазные сепараторы С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1-И.

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, который 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, выделившийся в процессе сепарации газ также через сепаратор газовый щелевой типа СЦВ-300/1.0 через факельный сепаратор С-5 сбрасывается на факел. Из газокompрессорной 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. Уловленная нефть в резервуарах пластовой воды также сливается в дренажную систему в емкость Е-3, Е-4 для возврата на переподготовку.

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.

Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Утилизация газа на месторождении Нуралы осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО СП «Казгермунай» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 гг. (Протокол №11/3 от 25.07.2025г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2026-31.12.2026гг. составляет VV-0,22 млн. м³, в том числе по категории V6 – 0 млн м³, по категории V7 –0,220 млн м³, по категории V8 –0,0 млн м³ и V9 –0,0 млн м³, при добыче газа 13,872 млн м³ (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ44VPC00027500 от 08.10.2025г.).

В рамках данной Программы, сырой газ месторождения Нуралы используется на собственные нужды (печи подогрева, водогрейная установка), а также большая его часть направляется на УПГ, для дальнейшей подготовки.

Основными источниками использования сырого газа являются:

- печь подогрева ПП-0,63А – 2 единицы, расход сырого газа составляет — 14 м³/ч;
- печь подогрева ПНК-1,9 – 3 единицы, расход сырого газа составляет — 20,6 м³/ч;
- водогрейная установка ВГУ-100А, расход сырого газа составляет — 100 м³/ч.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Согласно первому варианту бурение скважин не предусматривается.

Согласно второму варианту предусматривается бурение одной вертикальной эксплуатационной скважины №424, оценочной скважины №422, а также предусматривается бурение 11 скважин №№420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431,432.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительно-монтажных работах на территории месторождения Нуралы являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, электрогенератор с дизельным приводом.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, пыль, образуемая при подготовке площадки.
- Источник №6002, пыль, образуемая при работе бульдозера.
- Источник №6003, пыль, образуемая при работе автосамосвала.
- Источник №6004, пыль, образуемая при уплотнении грунта катками.
- Источник №6005-001, резервуар для дизельного топлива.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважин на территории месторождения Нуралы являются:

Организованные источники:



Источник №0002-01 Электродвигатель с дизельным приводом;

Источник №0003-01 Буровой насос с дизельным приводом;

- Источник №0004-01 Силовая установка с дизельным приводом;
- Источник №0005-01 Осветительная мачта с дизельным приводом;
- Источник №0006 Цементировочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005-002, резервуар для дизельного топлива.
- Источник №6006, сварочный пост.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при освоении скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0007 Буровая установка «УПА-60/80»;
- Источник №0008 Факельная установка

Неорганизованные источники:

- Источник №6007 Скважина;
- Источник №6008 Насосная установка для перекачки нефти;
- Источник №6005-003, Резервуар для дизельного топлива.

В целом по площади Нуралы выявлено: при строительно-монтажных работах 4 стационарных источников загрязнения, из них 4 неорганизованных – 4, при бурении скважин - 8 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 2; при освоении скважин - 5 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 3.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Нуралы по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники

- Источник №0001 Емкость для д/т V-5м³ (передвижной УПН);
- Источник №0002 ДЭС Doosan P158LE1-0213375кВт ; (Лаборатория УПН)
- Источник №0003 ДЭС CUMMINS–200 кВт (Передвижной), переведена м/а Акшабулак Центральный;
- Источник №0004 ДЭС GUMMINS-1-200кВт (ДНС-Юг) ;
- Источник №0005 ДЭС GUMMINS-1-200кВт(ДНС-Север) ;
- Источник №0006 ДЭС DOSSANP222LEM-770кВт(УПН) ;
- Источник №0007 Водогрейная установка (первый котел) ;
- Источник №0008 ДЭС АКСА 200кВт (ПС) ;
- Источник №0009 ДЭС Doosan 630кВт (КЭМП) ;
- Источник №0010 Резервуар для д/т 18м³ (Стац.УПН) ;
- Источник №0011 РВС-3000 (УПН№1) ;
- Источник №0012 Печь подогрева нефти ПП-0,63(УПН) ;
- Источник №0013 Факел УПН «Нуралы» (сырой газ) ;
- Источник №0014 Путьевой нагреватель комплексный ПНК-1,9 ; (УПН)
- Источник №0015 Дренажная емкость Е-1 (УПН) ;
- Источник №0016 Дренажная емкость пункта слива ППН;
- Источник №0017 Дренажная емкость Е-2 (УПН)
- Источник №0018 Дренажная емкость Е-2А (УПН)
- Источник №0019 Дренажная емкость Е-3 (УПН)
- Источник №0020 Дренажная емкость Е-4 (УПН)
- Источник №0021 Дренажная емкость Е-5 (УПН)
- Источник №0022 Передвижная экологическая емкость 1-ед, V=30м³;
- Источник №0023 РВС-3000 (УПН№2) ;
- Источник №0024 РВС-3000 (УПН№3) ;
- Источник №0025 САГ Vantage300 Lincoln Electric;



- Источник №0026 Водогрейная установка (второй котел) ;
- Источник №0027 Аналитический зал по нефти;
- Источник №0028 Моечная;
- Источник №0029 Печь подогрева нефти ПП-0,63 (УПН) ;
- Источник №0030 БР-10БКНС;
- Источник №0031 БР-5711;
- Источник №0032 БР-7104 (Передвижной БР) ;
- Источник №0033 БР-10 ДМН-2005;
- Источник №0034 БР-10 метанол;
- Источник №0035 Дренажная емкость V=12м3.(ДНС-ЮГ) ;
- Источник №0036 Дренажная емкость V=12м3 (ДНС-Север) ;
- Источник №0037 Дренажная емкость V=12м3.(АГЗУ№1) ;
- Источник №0038 Дренажная емкость V=12м3 ДНС-Южный;
- Источник №0039 УДХ-2Б. ДНС-«Северный», произведена замена; на БДР
- Источник №0040 УДХ-2Б.ДНС-«Южный» произведена замена на ;БДР
- Источник №0041 БР-25. ДНС-«Южный» не работает;
- Источник №0042 Станок КПРС УПА-60;
- Источник №0043 Цементировочный агрегат ЦА-320;
- Источник №0044 Паровая установка ППУА-1600/100;

Неорганизованные источники

- Источник №6001 Нефтегазовый сепаратор;
- Источник №6002 Сепаратор;
- Источник №6003 Насосы марки Borneman;
- Источник №6004 Насосы нефть;
- Источник №6005 Камера приема скребка;
- Источник №6006 Сварочный пост, электро-газовая сварка;
- Источник №6007 Тех.блок ДНС «Север»Блок-1;
- Источник №6008 Тех.блок ДНС «Север»Блок-2;
- Источник №6009 Насос Борнеман блок;
- Источник №6010 Тех.блок ДНС «Юг» Блок-1;
- Источник №6011 Тех.блок ДНС «Юг» Блок-2;
- Источник №6012 Тех.блок ДНС «Юг» манифольд;
- Источник №6013 Утечки при тех потери;
- Источник №6014 Манифольд ДНС Север ,Юг, камера запуска ;;;скребка
- Источник №6015 Технический блок площадки;
- Источник №6016 Технический блок площадки;
- Источник №6017 Технический блок УПН;
- Источник №6018 Компрессорная установка-1;
- Источник №6019 Тех.блок АГЗУ;
- Источник №6020 Нефтегазовый коллектор;
- Источник №6021 Тех.блок нефтепровода
- Источник №6022 Конденсатосборник ЕП-9 газопровод Нур-Акш;
- Источник №6023 АЗС;
- Источник №6024 Насос MultitekC65/6A(1,2)(УПН) ;
- Источник №6025 Компрессорная установка-2;
- Источник №6026-6070 Скважина;

по ПЕРВОМУ варианту были изменены по следующему:

- 2026г- Источник №6026-6060 Скважина 33 скважин;
- 2027г- Источник №6026-6059 Скважина 32 скважин;
- 2028г- Источник №6026-6058 Скважина 31 скважин;
- 2029г- Источник №6026-6060 Скважина 33 скважин;
- 2030г- Источник №6026-6061 Скважина 34 скважин;
- 2031г- Источник №6026-6062 Скважина 35 скважин;



по ВТОРОМУ варианту были изменены по следующему:

2026г- Источник №6026-6063 Скважина 36 скважин;
2027г- Источник №6026-6064 Скважина 37 скважин;
2028г- Источник №6026-6063 Скважина 36 скважин;
2029г- Источник №6026-6068 Скважина 41 скважин;
2030г- Источник №6026-6069 Скважина 42 скважин;
2031г- Источник №6026-6070 Скважина 43 скважин;
2032г- Источник №6026-6070 Скважина 43 скважин;
2033г- Источник №6026-6070 Скважина 43 скважин;
2034г- Источник №6026-6070 Скважина 43скважин;
2035г- Источник №6026-6069 Скважина 42 скважин;
2036г- Источник №6026-6069 Скважина 42 скважин;
2037г- Источник №6026-6069 Скважина 36 скважин;

Согласно технологической схеме по первому варианту источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

В целом по месторождению Нуралы при эксплуатации максимально выявлено: 113 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 44, неорганизованных - 69.

Водоснабжение и водоотведение.

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке месторождения Нуралы используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся на площадку очистных сооружений вахтового поселка Нуралы. Проживание персонала осуществляется на территории вахтового поселка Нуралы. Норма расхода воды на питьевые и хозяйственные нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут (при бурении расход воды на 60 человек).

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважины №424 по второму варианту:

- водопотребление – 408,06 м³/скв/цикл;
- водоотведение – 408,06 м³/скв/цикл.

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве оценочной скважины №422 по второму варианту:

- водопотребление – 408,06 м³/скв/цикл;
- водоотведение – 408,06 м³/скв/цикл.

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432 по второму варианту:

- водопотребление – 4488,66 м³/скв/цикл;
- водоотведение – 4488,66 м³/скв/цикл.

Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации месторождения на 2026-2035 годы:

- водопотребление – 1642,5 м³/цикл;
- водоотведение – 1642,5 м³/цикл.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. По второму варианту разработки:

- при бурении 1 скважины составит 688,569 м³ или 702,34 т/г;
- при бурении 11 резервных скважин составит 7574,259м³ или 7725,744т.

Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, далее по мере накопления вывозятся согласно договору с подрядной организацией для дальнейшей переработки.

Отходы производства и потребления.

В процессе реализации месторождения Нуралы образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду.

В процессе бурения и эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.



Отходы образуются: при приготовлении бурового раствора; в процессе строительства и освоения скважин; при эксплуатации месторождения; при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются: буровой шлам; отработанный буровой раствор; металлолом; коммунальные отходы; промасленная ветошь; огарки сварочных электродов; отработанные аккумуляторы.

Отходы, образующиеся от деятельности подрядных компаний, удаляются с контрактной территории месторождения Нуралы силами самих подрядных компаний, и далее передаются специализированным организациям для последующей их утилизации или переработки, в соответствии с заключенными Договорами.

Виды и количества образующихся отходов при строительстве скважины №424:

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г. (1 скв.)
Буровой шлам	Опасные отходы	225,877
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	413,142
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524
Отработанные масла	Опасные отходы	2,9305
Металлолом	Не опасные отходы	0,7584
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,5590
Всего		643,4208

Виды и количества образующихся отходов при строительстве оценочной скважины №422:

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г. (1 скв.)
Буровой шлам	Опасные отходы	225,877
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	413,142
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524
Отработанные масла	Опасные отходы	2,9305
Металлолом	Не опасные отходы	0,7584
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,5590
Всего		643,4208

Виды и количества образующихся отходов при строительстве резервных скважин №420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432:

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г. (1 скв.)
Буровой шлам	Опасные отходы	2484,647
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	4544,562
Промасленная ветошь	Опасные отходы	1,6764
Отработанные масла	Опасные отходы	32,2355
Металлолом	Не опасные отходы	8,3424
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0165
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	6,149
Всего		7077,6288

Виды и количества образующихся отходов при эксплуатации месторождения:

Вид отхода	Классификация	На 1 год, т/г.	на 10 лет т/г.
Промасленная ветошь	Опасные отходы	1,6764	1,126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,00025
Металлолом	Не опасные отходы	0,1517	1,517
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25	22,5
Всего		2,516	25,16



Рекультивация земель.

Согласно Земельному кодексу Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-ІІ статья 140, глава, Глава 17 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

После окончания работ и при сдаче территорию в государство оператор должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать производственные сооружения;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключая развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

Рекультивационные работы при реализации данного проекта будут рассмотрены другим техническим проектом.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Кодекса:

1) Согласно п.1 ст.146 Кодекса «О недрах и недропользовании», сжигание сырого газа в факелах запрещается, за исключением случаев:

- угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде;
- при испытании объектов скважин;
- при пробной эксплуатации месторождения;
- при технологически неизбежном сжигании сырого газа.

«Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах» утверждены приказом Министра энергетики РК от 25.04.2018 г. №140.

В соответствии с п.1 ст.23 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», в случаях, предусмотренных Кодексом, операции по недропользованию могут проводиться только при наличии проектного документа, предусматривающего проведение таких операций.

Также согласно п.1 ст.134 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», операции по недропользованию по углеводородам осуществляются в соответствии со следующими проектными документами:



- базовые проектные документы: проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов;
- технические проектные документы, перечень которых устанавливается в единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр.

Государственная экспертиза базовых проектных документов в сфере недропользования по углеводородам регулируется ст.140 Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Вместе с тем, согласно п.3 ст.139 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) разведочные работы по оценке, разведочные работы на море, увеличение участка недр в соответствии со статьей 113 настоящего Кодекса, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду или заключения по результатам ОВОС.

2) В соответствии п.2 ст.397 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. (далее – Кодекс), при проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

- конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;
- после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;
- буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;
- консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством РК о недрах и недропользовании.

3) Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложению 4 к Кодексу, а также предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, по устранению его последствий:

- охрана атмосферного воздуха;
- охрана от воздействия на водные экосистемы; охрана водных объектов;
- охрана земель; охрана животного и растительного мира;
- обращение с отходами; радиационная, биологическая и химическая безопасность;
- внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий.

4) Инициатором, пользование поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса РК.

5) Согласно п.4 ст.225 Кодекса, если при проведении операций по недропользованию происходит незапроектированное вскрытие подземного водного объекта, недропользователь обязан незамедлительно принять меры по охране подземных водных объектов в порядке, установленном водным законодательством Республики Казахстан, и сообщить об этом в уполномоченные государственные органы в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственный орган в сфере санитарноэпидемиологического благополучия населения. В этой связи, необходимо предоставить план мероприятий по охране подземных вод.



6) Согласно п.2 ст.238 Кодекса, недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

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

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

- проводить рекультивацию нарушенных земель.

7) В соответствии с Классификатором отходов от 06.08.2021 г. №314, необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

8) Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений (Приложение 4 к Кодексу).

9) Согласно ст.78 Кодекса, послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду. Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

10) В дальнейшей разработке проектной документации для получения экологического разрешения на воздействие необходимо учесть требования экологического законодательства, а также предложения государственных органов и общественности, размещенные на портале «Единый экологический портал».

Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности KZ15VWF00582955 от 08.06.2026 г.

2. Проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы».

3. Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы».

Вывод: Представленный проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» **допускается к реализации** намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н. Өмірсерікұлы

Исп. Ильяс З.
Тел. 230019



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

