



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

№ _____

« ____ » _____ 2024 года

ТОО «Тузкольмунайгаз
Оперейтинг»

Заклучение

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 12.07.2024 г. вх. №KZ90RYS00702195.

Общие сведения. В административном отношении месторождение Жанбыршы расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении структура занимает южную часть Тургайской впадины. Площадь горного отвода составляет 78,13 км², глубина – минус 750 м.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (к югу 110 км), станция Теренозек (к юго-западу 100км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80км). Район представляет собой полупустынную равнину Центрального Казахстана с типичными растительностью и животным миром. Рельеф на юге и севере площади представляет собой равнину, ее поверхностная высота снижается к центру блока разведки. Пустыня проходит через центр от запада к востоку и в большинстве мест имеются маленькие песчаные дюны. Солончак в северо-западной части блока разведки негативно воздействует на производственную деятельность. Абсолютные высоты находятся выше уровня моря и изменяются в пределах от 100 м до 170 м от севера к югу.

Краткое описание намечаемой деятельности. Намечаемой деятельностью предусматривается проекта разработка месторождения Жанбыршы.

Рассмотренные варианты разработки для каждого эксплуатационного объекта различаются режимами разработки залежей, плотностями сеток скважин, технологическими режимами эксплуатации скважин. Так как на месторождении не реализован проект ППЭ, вопросы углубленного изучения геолого-промысловых характеристик, в т.ч. фильтрационно-емкостных параметров пласта, ожидаемого режима работы залежи, активности водоносной части пласта (законтурных и подошвенных вод) остались недоизученными. В связи с этим, разработка месторождения должна быть проведена в 2 этапа: • I этап разработки, первый год прогнозного периода; • II этап разработки, начиная с 2 года прогнозного периода. На I этапе разработки для уточнения режима работы залежи необходимо выполнить: выявление характера изменения пластового давления в процессе эксплуатации залежи, оценку потенциала упругой энергии пластовой системы, оценку активности законтурной водоносной области, уточнить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, продуктивности скважин, оптимальную депрессию на продуктивные пласты, оптимальные режимы эксплуатации добывающих скважин по данным длительной эксплуатации, а также уточнить физико- химические свойства нефти. Также предусмотрены ОПИ виде проведения технологии ПТОС. На основе полученных данных



I этапа разработки, возможно, появится необходимость в уточнении исходных параметров для дальнейших расчетов прогнозной добычи нефти. Ниже представлено описание рассмотренных вариантов разработки выделенных эксплуатационных объектов месторождения.

Вариант 1 является базовым, с вводом из консервации 6 нефтяных скважин (№№ 1, 2, 6, 7, 9, 10) и с разделением на 2 этапа разработки: на 1 этапе предусматривается подключение 2 скважин в добычу фонтанным способом с разработкой залежей на естественном режиме. На втором этапе, в рамках данного варианта предусматривается дополнительный ввод из бурения 11 скважин: №№ 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 60, 61 .

Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки и отличается применением технологии паротепловой обработки скважин (ПТОС) во всех скважинах, дополнительной перфорацией и переводом скважин на другие эксплуатационные объекты после обводнения их продукции. При этом режим работы залежи – водонапорный, с применением ППД закачкой воды. ПТОС предусмотрено проводить в 4 цикла в год во всех скважинах. Продолжительность ПТОС – до конца разработки.

Вариант 3 в отличие от 2 варианта предусматривает применение технологии закачка горячей воды в качестве альтернативной технологии добычи нефти. Вариант 4 основан на проектных решениях 2 варианта дополнительным бурением 5 добывающих скважин с применением технологий ПТОС. С целью дальнейшего изучения строения залежей УВ, характера распространения пластов-коллекторов и уточнения положения газодонефтяных контактов месторождения предусмотрено дострел ранее не опробованных горизонтов, для перевода запасов нефти с категории С2 в категорию С1 произвести опробование скважины №11 горизонта А-1-3 (инт. 460-477м). В настоящее время месторождения не обустроено, планируется использовать следующее оборудование для системы сбора продукции скважин: 1. АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка) – 1 ед.; 2. Трехфазный сепаратор (С-1) – 1 ед; 3. Газосепаратор (ГС-1) - 1 ед.; 4. Печь подогрева (ПП-063) – 2 ед.; 5. Факел (Ф-1) – 1 ед.; 6. Технологический емкость (Е-1) – 2 ед.; 7. Товарный емкость (Е-2) – 2 ед.; 8. Водяной емкость (Е-3) – 2 ед.; 9. Насосный блок (НБ). На месторождении Жанбыршы сбор и транспортировка нефти будет осуществляться по следующей схеме (рис. 6.3): Нефтегазовая смесь поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), которая предназначена для автоматического индивидуального замера дебита скважин по нефти и газу. После индивидуального замера, газожидкостная смесь поступает на трехфазный сепаратор (С-1). Отделившийся от жидкости газ направляется

Краткая характеристика компонентов окружающей среды. Выбросы.

Ориентировочные суммарные выбросы от стац.источников при эксплуатации месторождения составляет – 4,6854002г/с, 57,5425749т/г. Наименование загрязняющих веществ и их класс опасности: Азота (IV)диоксид(2кл)– 18,195762362, Азот (II) оксид(3кл) – 2,956856384, Углерод(3 кл) – 1,227868635, Сера диоксид(3 кл) – 2,7735, Сероводород(2кл)- 0,003201736, Углерод оксид (4кл) - 17,388386348, Метан(не кл.) – 3,406255659, Смесь углеводородов предельных С1-С5(не кл.) – 2,6180028, Смесь углеводородов предельных С6-С10(не кл.) – 0,877334, Бензол (2кл) – 0,229604, Диметилбензол (3кл) – 0,0704988, Метилбензол (3кл) - 0,1443476, Бенз/а/пирен(1кл) - 0,000030854, Формальдегид (2кл) – 0,28185, Масло минеральное(не кл.) – 0,00009662, Алканы С12-С19(4 кл) – 7,368979064. Выбросы от стационарных источников при бурении 11 добывающих скважин, составляет – 219,7010119г/с, 371,8056395т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,021494, Марганец и его соед/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,003806, Азота (IV) диоксид(2кл) – 138,913896, Азот (II) оксид(3кл) – 22,5735081, Углерод (3кл) – 8,68483, Сера диоксид (3кл) – 21,702505, Сероводород(2кл) – 0,008890684, Углерод оксид (4кл) – 112,87408, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,00088, Метан(не кл.) – 3,406255659, С1-С5(не кл.) – 5,7829112, С6-С10(не кл.) – 2,367013, Бензол (2 кл) - 0,072149, Диметилбензол (3 кл) – 0,0221672, Метилбензол (3кл) - 0,0453244, Бенз/а/пирен(1кл) - 0,000238744, Формальдегид(2кл) – 2,170729, Масло минеральное(не кл.) – 0,00288288, С 12-С19(4кл) – 54,06345952, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20(3 кл.) – 2,37226 тонн. Выбросы при вводе 6 скважин из консервации, составляет –



30,23873894г/с, 12,7894774т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,003846, Марганец и его соедин/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,0003312, Азота (IV) диоксид(2кл) – 4,733532, Азот (II) оксид(3кл) – 0,7691112, Углерод (3кл) – 0,286962948, Сера диоксид (3кл) – 0,923652, Сероводород(2кл) – 0,00057786, Углерод оксид (4кл) – 4,040508, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,00027, Фториды неорганические плохо растворимые (2кл) - 0,001188, С1-С5(не кл.) – 0,032163, С6-С10(не кл.) – 0,0118944, Бензол (2 кл) - 0,0029976, Диметилбензол (3 кл) – 0,00090438, Метилбензол (3кл) - 0,00188382, Бенз/а/пирен(1кл)- 0,000008046, Формальдегид(2кл)–0,07099989, С12-С19 (4кл) – 1,908143052, Пыль неорганическая (3 кл.) – 0,000504т. Выбросы при опробовании скважины №11 с целью доразведки, составляет – 7,4766518 г/с, 17,784845 т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,000586, Марганец и его соедин/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,0001038, Азота (IV) диоксид(2кл) – 6,15302259, Азот (II) оксид(3кл) – 0,99986617, Углерод (3кл) – 0,44035883, Сера диоксид (3кл) – 0,9501, Сероводород(2кл) – 0,00092548, Углерод оксид (4кл) – 5,54370827, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,000024, Метан(не кл.) – 0,09011971, С1-С5(не кл.) – 0,7893884, С6-С10(не кл.) – 0,291966, Бензол (2 кл) - 0,010198, Диметилбензол (3 кл) – 0,0020684, Метилбензол (3кл) - 0,0064158, Бенз/а/пирен(1кл)- 1,0452Е-05, Формальдегид(2кл– 0,09501, Масло минеральное(не кл.) – 0,000176, С12-С19(4кл) – 2,38105692, Пыль неорганическая(3 кл.) – 0,02974т/пер.

Сброс сточных вод в рельеф местности и на природные водоёмы, водотоки не предусматривается.

Объем образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения, составит: 11,207 т/год в.т.ч. отходов производства – 11,207 т/г. Опасные отходы: нефтешлам (05 01 03*) – 1,449 т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 4,5 т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,508 т/г, использованная тара (15 01 10*) – 3,75 т/г. Не опасные отходы: металлолом (17 04 07) – 1 т/г. Объем образования отходов производства и потребления при бурении 11 добывающих скважин, составит: 2530,165 т/г, в.т.ч. отходов производства – 2518,428 т/г, отходов потребление – 11,737т/г, в том числе, опасные отходы: буровой шлам - (01 05 05*) – 1249,27 т/г, отработанный буровой раствор (01 05 06*) – 1187,23т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,6985т/г, использованная тара (мешки) (15 01 10*) – 13,86т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 45,1 т/г. Не опасные отходы: металлолом (17 04 07) – 22,22 т/г, огарки сварочных электродов- (120113) – 0,0495т/г, Коммунальные отходы (ТБО) (20 03 01) – 11,737т/г. Объем образования отходов производства и потребления при расконсервации 6 скважин, составит: 0,4443 т/г, в.т.ч. отходов производства – 0,2463 т/г, отходов потребление – 0,198 т/г, в том числе, опасные отходы: промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,24 т/г, Не опасные отходы: огарки сварочных электродов- (120113) – 0,00735т/г, Коммунальные отходы (ТБО) - (20 03 01) – 0,231т/г. Объем образования отходов производства и потребления при испытании скважины №11 составит: 11,701 т/г, в.т.ч. отходов производства – 8,398 т/г, отходов потребление – 3,303т/г. Опасные отходы: промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,0635 т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 5,05 т/г, использованная тара (мешки) (15 01 10*) – 1,26т/г. Не опасные отходы: металлолом - (17 04 07) – 2,02 т/г, огарки сварочных электродов- (120113) – 0,0045т/г, Твердо-бытовые отходы (ТБО) - (20 03 01) – 3,303т/г.

Отходы производства и потребления по мере образования подлежат вывозу на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь с дальнейшей переработкой на термодеструкционной установках ТДУ Фактор 2000-ОС, Фактор ТДУ-200- ЖДТ и Инсинератор BRENER-1000, что позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью. В результате сжигания на данных установках образуется отоженный грунт 4-го класса опасности. Не подлежащие к утилизации на участке производственные отходы передаются сторонним организациям на договорной основе. Металлолом и огарки сварочных электродов передаются на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе. Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, оборудования и т.д. Сбор осуществляется на производственных участках, в цехах и подразделениях в металлические контейнеры с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по



мере накопления. Вывоз отхода осуществляется по мере его образования на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь.

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

№ _____

« ____ » _____ 2024 года

ТОО «Тузкольмунайгаз
Оперейтинг»

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 12.07.2024 г. вх. №KZ90RYS00702195.

Общие сведения. В административном отношении месторождение Жанбыршы расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении структура занимает южную часть Тургайской впадины. Площадь горного отвода составляет 78,13 км², глубина – минус 750 м.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (к югу 110 км), станция Теренозек (к юго-западу 100км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80км). Район представляет собой полупустынную равнину Центрального Казахстана с типичными растительностью и животным миром. Рельеф на юге и севере площади представляет собой равнину, ее поверхностная высота снижается к центру блока разведки. Пустыня проходит через центр от запада к востоку и в большинстве мест имеются маленькие песчаные дюны. Солончак в северо-западной части блока разведки негативно воздействует на производственную деятельность. Абсолютные высоты находятся выше уровня моря и изменяются в пределах от 100 м до 170 м от севера к югу.

Краткое описание намечаемой деятельности. Намечаемой деятельностью предусматривается проекта разработка месторождения Жанбыршы.

Рассмотренные варианты разработки для каждого эксплуатационного объекта различаются режимами разработки залежей, плотностями сеток скважин, технологическими режимами эксплуатации скважин. Так как на месторождении не реализован проект ППЭ, вопросы углубленного изучения геолого-промысловых характеристик, в т.ч. фильтрационно-емкостных параметров пласта, ожидаемого режима работы залежи, активности водоносной части пласта (законтурных и подошвенных вод) остались недоизученными. В связи с этим, разработка месторождения должна быть проведена в 2 этапа: • I этап разработки, первый год прогнозного периода; • II этап разработки, начиная с 2 года прогнозного периода. На I этапе разработки для уточнения режима работы залежи необходимо выполнить: выявление характера изменения пластового давления в процессе эксплуатации залежи, оценку потенциала упругой энергии пластовой системы, оценку активности законтурной водоносной области, уточнить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, продуктивности скважин, оптимальную депрессию на продуктивные пласты, оптимальные режимы эксплуатации добывающих скважин по данным длительной эксплуатации, а также уточнить физико- химические свойства нефти. Также предусмотрены ОПИ виде проведения технологии ПТОС. На основе полученных данных I этапа разработки, возможно, появится необходимость в уточнении исходных параметров для



дальнейших расчетов прогнозной добычи нефти. Ниже представлено описание рассмотренных вариантов разработки выделенных эксплуатационных объектов месторождения.

Вариант 1 является базовым, с вводом из консервации 6 нефтяных скважин (№№ 1, 2, 6, 7, 9, 10) и с разделением на 2 этапа разработки: на 1 этапе предусматривается подключение 2 скважин в добычу фонтанным способом с разработкой залежей на естественном режиме. На втором этапе, в рамках данного варианта предусматривается дополнительный ввод из бурения 11 скважин: №№ 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 60, 61 .

Вариант 2 (рекомендуемый) основан на проектных решениях 1 варианта разработки и отличается применением технологии паротепловой обработки скважин (ПТОС) во всех скважинах, дополнительной перфорацией и переводом скважин на другие эксплуатационные объекты после обводнения их продукции. При этом режим работы залежи – водонапорный, с применением ППД закачкой воды. ПТОС предусмотрено проводить в 4 цикла в год во всех скважинах. Продолжительность ПТОС – до конца разработки.

Вариант 3 в отличие от 2 варианта предусматривает применение технологии закачка горячей воды в качестве альтернативной технологии добычи нефти. Вариант 4 основан на проектных решениях 2 варианта дополнительным бурением 5 добывающих скважин с применением технологий ПТОС. С целью дальнейшего изучения строения залежей УВ, характера распространения пластов-коллекторов и уточнения положения газоводонефтяных контактов месторождения предусмотрено дострел ранее не опробованных горизонтов, для перевода запасов нефти с категории С2 в категорию С1 произвести опробование скважины №11 горизонта А-1-3 (инт. 460-477м). В настоящее время месторождения не обустроено, планируется использовать следующее оборудование для системы сбора продукции скважин: 1. АГЗУ (автоматизированная групповая замерная установка) – 1 ед.; 2. Трехфазный сепаратор (С-1) – 1 ед; 3. Газосепаратор (ГС-1) - 1 ед.; 4. Печь подогрева (ПП-063) – 2 ед.; 5. Факел (Ф-1) – 1 ед.; 6. Технологический емкость (Е-1) – 2 ед.; 7. Товарный емкость (Е-2) – 2 ед.; 8. Водяной емкость (Е-3) – 2 ед.; 9. Насосный блок (НБ). На месторождении Жанбыршы сбор и транспортировка нефти будет осуществляться по следующей схеме (рис. 6.3): Нефтегазовая смесь поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), которая предназначена для автоматического индивидуального замера дебита скважин по нефти и газу. После индивидуального замера, газожидкостная смесь поступает на трехфазный сепаратор (С-1). Отделившийся от жидкости газ направляется

Краткая характеристика компонентов окружающей среды. Выбросы.

Ориентировочные суммарные выбросы от стац.источников при эксплуатации месторождения составляет – 4,6854002г/с, 57,5425749т/г. Наименование загрязняющих веществ и их класс опасности: Азота (IV)диоксид(2кл)– 18,195762362, Азот (II) оксид(3кл) – 2,956856384, Углерод(3 кл) – 1,227868635, Сера диоксид(3 кл) – 2,7735, Сероводород(2кл)- 0,003201736, Углерод оксид (4кл) - 17,388386348, Метан(не кл.) – 3,406255659, Смесь углеводородов предельных С1-С5(не кл.) – 2,6180028, Смесь углеводородов предельных С6-С10(не кл.) – 0,877334, Бензол (2кл) – 0,229604, Диметилбензол (3кл) – 0,0704988, Метилбензол (3кл) - 0,1443476, Бенз/а/пирен(1кл) - 0,000030854, Формальдегид (2кл) – 0,28185, Масло минеральное(не кл.) – 0,00009662, Алканы С12-С19(4 кл) – 7,368979064. Выбросы от стационарных источников при бурении 11 добывающих скважин, составляет – 219,7010119г/с, 371,8056395т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,021494, Марганец и его соед/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,003806, Азота (IV) диоксид(2кл) – 138,913896, Азот (II) оксид(3кл) – 22,5735081, Углерод (3кл) – 8,68483, Сера диоксид (3кл) – 21,702505, Сероводород(2кл) – 0,008890684, Углерод оксид (4кл) – 112,87408, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,00088, Метан(не кл.) – 3,406255659, С1-С5(не кл.) – 5,7829112, С6-С10(не кл.) – 2,367013, Бензол (2 кл) - 0,072149, Диметилбензол (3 кл) – 0,0221672, Метилбензол (3кл) - 0,0453244, Бенз/а/пирен(1кл) - 0,000238744, Формальдегид(2кл) – 2,170729, Масло минеральное(не кл.) – 0,00288288, С 12-С19(4кл) – 54,06345952, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20(3 кл.) – 2,37226 тонн. Выбросы при вводе 6 скважин из консервации, составляет – 30,23873894г/с, 12,7894774т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,003846, Марганец и его соед/в



пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,0003312, Азота (IV) диоксид(2кл) – 4,733532, Азот (II) оксид(3кл) – 0,7691112, Углерод (3кл) – 0,286962948, Сера диоксид (3кл) – 0,923652, Сероводород(2кл) – 0,00057786, Углерод оксид (4кл) – 4,040508, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,00027, Фториды неорганические плохо растворимые (2кл) - 0,001188, С1-С5(не кл.) – 0,032163, С6-С10(не кл.) – 0,0118944, Бензол (2 кл) - 0,0029976, Диметилбензол (3 кл) – 0,00090438, Метилбензол (3кл) - 0,00188382, Бенз/а/пирен(1кл)- 0,000008046, Формальдегид(2кл)–0,07099989, С12-С19 (4кл) – 1,908143052, Пыль неорганическая (3 кл.) – 0,000504т. Выбросы при опробовании скважины №11 с целью доразведки, составляет – 7,4766518 г/с, 17,784845 т/пер; Железо (II, III) оксиды(3кл) – 0,000586, Марганец и его соедин/в пер-е на марганца (IV) оксид(2кл) – 0,0001038, Азота (IV) диоксид(2кл) – 6,15302259, Азот (II) оксид(3кл) – 0,99986617, Углерод (3кл) – 0,44035883, Сера диоксид (3кл) – 0,9501, Сероводород(2кл) – 0,00092548, Углерод оксид (4кл) – 5,54370827, Фтористые газообразные соединения(2кл) - 0,000024, Метан(не кл.) – 0,09011971, С1-С5(не кл.) – 0,7893884, С6-С10(не кл.) – 0,291966, Бензол (2 кл) - 0,010198, Диметилбензол (3 кл) – 0,0020684, Метилбензол (3кл) - 0,0064158, Бенз/а/пирен(1кл)- 1,0452Е-05, Формальдегид(2кл– 0,09501, Масло минеральное(не кл.) – 0,000176, С12-С19(4кл) – 2,38105692, Пыль неорганическая(3 кл.) – 0,02974т/пер.

Сброс сточных вод в рельеф местности и на природные водоёмы, водотоки не предусматривается.

Объем образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения, составит: 11,207 т/год в.т.ч. отходов производства – 11,207 т/г. Опасные отходы: нефтешлам (05 01 03*) – 1,449 т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 4,5 т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,508 т/г, использованная тара (15 01 10*) – 3,75 т/г. Не опасные отходы: металлолом (17 04 07) – 1 т/г. Объем образования отходов производства и потребления при бурении 11 добывающих скважин, составит: 2530,165 т/г, в.т.ч. отходов производства – 2518,428 т/г, отходов потребление – 11,737т/г, в том числе, опасные отходы: буровой шлам - (01 05 05*) – 1249,27 т/г, отработанный буровой раствор (01 05 06*) – 1187,23т/г, промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,6985т/г, использованная тара (мешки) (15 01 10*) – 13,86т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 45,1 т/г. Не опасные отходы: металлолом (17 04 07) – 22,22 т/г, огарки сварочных электродов- (120113) – 0,0495т/г, Коммунальные отходы (ТБО) (20 03 01) – 11,737т/г. Объем образования отходов производства и потребления при расконсервации 6 скважин, составит: 0,4443 т/г, в.т.ч. отходов производства – 0,2463 т/г, отходов потребление – 0,198 т/г, в том числе, опасные отходы: промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,24 т/г, Не опасные отходы: огарки сварочных электродов- (120113) – 0,00735т/г, Коммунальные отходы (ТБО) - (20 03 01) – 0,231т/г. Объем образования отходов производства и потребления при испытании скважины №11 составит: 11,701 т/г, в.т.ч. отходов производства – 8,398 т/г, отходов потребление – 3,303т/г. Опасные отходы: промасленная ветошь (15 02 02*) – 0,0635 т/г, отработанные масла (13 02 08*) – 5,05 т/г, использованная тара (мешки) (15 01 10*) – 1,26т/г. Не опасные отходы: металлолом - (17 04 07) – 2,02 т/г, огарки сварочных электродов- (120113) – 0,0045т/г, Твердо-бытовые отходы (ТБО) - (20 03 01) – 3,303т/г.

Отходы производства и потребления по мере образования подлежат вывозу на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь с дальнейшей переработкой на термодеструкционной установках ТДУ Фактор 2000-ОС, Фактор ТДУ-200- ЖДТ и Инсинератор BRENER-1000, что позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью. В результате сжигания на данных установках образуется отожженный грунт 4-го класса опасности. Не подлежащие к утилизации на участке производственные отходы передаются сторонним организациям на договорной основе. Металлолом и огарки сварочных электродов передаются на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе. Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, оборудования и т.д. Сбор осуществляется на производственных участках, в цехах и подразделениях в металлические контейнеры с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по мере накопления. Вывоз отхода осуществляется по мере его образования на Участок сбора,



временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь.

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 разработке 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 к Кодексу.

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, 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, выполнение строительных и других соответствующих работ;

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

11. Представить характеристику образуемых в процессе эксплуатации отходов и методы их утилизации; указать объемы образования всех видов отходов при намечаемой деятельности с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов.

В соответствии с Классификатором отходов от 06.08.2021 г. №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



