

«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
РЕСУРСОВ
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

№ _____

« _____ » _____ 2023 года

ТОО «СП «Казгермунай»

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

Материалы поступили на рассмотрение 17.03.2023 г. вх. №KZ95RVX00722314.

Общие сведения. Месторождение Акшабулак Восточный находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш, Жусалы, расположенные на расстоянии 135 и 145 км, соответственно от месторождения.

Месторождение находится в 10 км северо-восточнее от разрабатываемого месторождения Акшабулак Центральный и в 55 км южнее крупного разрабатываемого месторождения Кумколь с вахтовым поселком нефтяников, от которого до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога.

Сообщение между промыслом и населенными пунктами осуществляется автотранспортом по развитой сети грунтовых дорог.

В орографическом отношении район представлен песчаными барханами с абсолютными отметками рельефа плюс 110-150м. Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Максимальные температуры летом +35 +38 0С, минимальные зимой до -30 0С. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Постоянная гидрографическая сеть отсутствует. Для технических и бытовых целей используется пластовая вода из специальных гидрогеологических скважин, с высокими дебитами воды и минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-80 метров.

Цели, задачи при разработке месторождения Отчет выполнен в соответствии с инструкциями «... классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа» «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр ...» и других действующих в РК нормативных и регламентирующих документов.



Разработка месторождения находится на поздней (IV) стадии, для которой характерно интенсивное снижение темпов и уровней добычи нефти, отбор основной части извлекаемых запасов (от 70 до 95%), переход на механизированный способ эксплуатации скважин, увеличение обводненности и как следствие, выбытия добывающих скважин.

Месторождение разрабатывается согласно «Проекту разработки ...» 2021г. Все выделенные ранее в рамках Проекта эксплуатационные объекты находятся в разработке.

Согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 3 вариантах по контрактной территории КГМ и 2 варианта по территории СО, по выделенным объектам разработки, по территориям недропользователей и в сумме по месторождению.

I вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки при сложившейся системе текущим фондом добывающих скважин на искусственно-водонапорном (по I объекту) и естественном режиме (по II и возвратному объектам) по всем выделенным эксплуатационным объектам.

II вариант (рекомендуемый по СО) на основе базового варианта предусматривает дополнительно проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) – приобщение неопробованных коллекторов по ГИС I объекта по 4 добывающим скважинам месторождения.

III вариант (рекомендуемый по КГМ) предусматривает также проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) и ввод в эксплуатацию на I объект ранее пробуренную оценочную скважину №70. В качестве скважин-кандидатов на проведение ПВР рассмотрены скважина №33 по территории «КГМ» и скважины №№19,20,22 на территории «СО», как малодобитные скважины с наиболее мощными нефтенасыщенными толщинами, улучшенными гидродинамическими свойствами.

В качестве рекомендуемого принят III вариант разработки по контрактной территории КГМ и II вариант по СО, в процессе реализации которых достигаются максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого III варианта разработки по КГМ экономически рентабельный период приходится на 2035г (I, II, возвратный объекты). По контрактной территории СО при реализации II рекомендуемого варианта проектно-рентабельный период также приходится на 2035г.

За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в объеме 23,6 тыс.т приходится на 2022г при темпе отбора от НИЗ 1,6%. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2035г) составит 1431,6 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,436 доли ед. Проектный уровень добычи жидкости составит 495,8 тыс. т. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 98%. Проектные уровни добычи нефти с учетом темпа отбора от НИЗ по эксплуатационным объектам приведены ниже:

- I объект («КГМ») – 20,4 тыс. т при темпе отбора 2,1%;
- I объект («СО») – 9,6 тыс. т при темпе отбора 2,3%;
- В целом по I объекту – 30 тыс. т при темпе отбора 2,2%;
- II объект («КГМ») – 0,9 тыс. т при темпе отбора 1,6%;
- Возвратный объект («КГМ») – 3,1 тыс. т при темпе отбора 10,8%;
- В целом по «КГМ» – 22,7 тыс. т при темпе отбора 2,2%;
- В целом по месторождению – 32,4 тыс. т при темпе отбора 2,2%.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта



добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время утилизация сырого газа на месторождении Акшабулак Восточный ведется согласно «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО «СП Казгермунай» на период с 2022-2024 гг», утвержденной Министерством энергетики РК (Протокол №1 от 18.03.2022 г.). Согласно данной Программе сырой газ месторождения используется на собственные технологические нужды (V1):

- Печь подогрева «ПП-0,63» (1 ед);
- Печь «ПНК-1,9» (1-ед).

Сжигание сырого газа на месторождении (технологически неизбежное сжигание сырого газа VV) при эксплуатации технологического оборудования и проведении ремонтных работ и технического обслуживания осуществляется, согласно разрешения на сжигания сырого газа в факелах в пределах нормативов и объемов, рассчитанных по Методике (Методика расчетов нормативов от 5 мая 2018 года.

На месторождении Акшабулак Восточный попутный газ, отделенный от нефти на ступенях сепарации ГУ, УПН и ЦПС используется на технологические нужды промысла, и основная часть направляется на существующую установку подготовки газа УПГ-1 и УПГ-2.

Газ поступает на узел регулирования УПГ-1 и УПГ-2 отдельным подводящим межпромысловым газопроводом от каждого объекта. Поток газа объединяется на установках переработки газа для получения сухого и сжиженного газа. Очищенный сухой газ подается потребителям национального оператора АО КТГ, сжиженный газ продается по установленной цене, а отделившийся нестабильный конденсат направляется на ЦППН для дальнейшей переработки.

ТОО «СП Казгермунай»

Согласно проектному решению настоящего проектного документа внедрение системы ППД на месторождении Акшабулак Восточный не предусматривается.

ТОО "Саутс Ойл"

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Газожидкостная смесь со скважин поступает на УПСВ, где осуществляется предварительное обезвоживания нефти.

В УПСВ производится отделения пластовой воды от нефти, сбора и подготовки пластовой воды с последующей закачкой в нагнетательные скважины для системы ППД. Установка предварительного сброса воды предназначена для предварительного обезвоживания нефти, поступающей от скважин, а также для замера количества нефти и воды.

На 01.07.2022г фонд нагнетательных скважин составляет 2 скважин. Вода из отстойника поступает в резервуары для хранения пластовой воды. Резервуар пластовой воды предназначен для приёма, отстоя и выдачи пластовой воды. Уровень жидкости в резервуаре заблокирован с насосами. Отключение насосов заблокировано с аварийным нижним уровнем воды в резервуаре. Для снижения коррозионного воздействия пластовой воды на материал трубопроводов и оборудования, а также для предотвращения накипобразования в коллектор подачи пластовой воды дозируется Ингибитор коррозии марки «Пралът-11 марка Б». Дозировка ингибиторов осуществляется автоматизированными блочными установками «БДР-10». Предусмотрена очистка и учёт пластовой воды перед высоконапорными насосами в блоке фильтров с фильтрами 2-ед. (1раб., 1 рез.) и турбинными счётчиками воды.

Оборудование БКНС принято модульно-блочного типа полной заводской готовности. В



блоке бустерных насосов предусмотрена установка 2 насосов (1раб., 1рез.), типа – «Х80-50-250». В блоке высоконапорных насосов предусмотрена установка 2-х нагнетательных насоса типа –горизонтальный насосный комплекс ГНК 400-1600, который оснащен устройствами плавного пуска, устанавливаемыми в модульном блоке насосной станции. Рабочее давление нагнетания высоконапорных насосов Р-14 МПа. Закачка пластовой воды в скважины высоконапорными насосами осуществляется через блок гребенок.

На прогнозный период настоящего проекта максимальная закачка воды ожидается в 2025г в объеме 192,364 тыс. м³/год.

Максимальная производительность имеющего насоса ГНК 400-1600 системы ППД месторождения составляет 400 м³/сут или 146,0 тыс. м³/год. В качестве резервной установки имеется насосная установка ГНК 400-1600.

Основные источники воздействия на окружающую среду при разработке месторождения.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения ТОО «СП Казгермунай»* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, Факел;
- Источник №0002, печь ПНК-1,9;
- Источник №0003, печь ПП-0,63;

Примечание: организованные источники при эксплуатации месторождении используются при утилизации газа.

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, АГЗУ;
- Источник №6002, БР;
- Источники №6003, Насосная установка;
- Источник №6004-6006, Нефтегазосепаратор;
- Источник №6007, Газосепаратор;
- Источник №6008, Отстойник;
- Источники №6009, Дренажная емкость;
- Источники №6010, Конденсатосборник;
- Источники №6011-6016, Добывающие скважины.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 16 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 3, неорганизованных - 12.

Согласно технологической схеме источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации месторождения ТОО «Саутс Ойл»* являются:

Организованные источники:

- Источник №0001 Емкость $V = 1 \text{ м}^3$
- Источник №0002 Резервуар $V = 70 \text{ м}^3$
- Источник №0003 Наливная эстакада
- Источник №0004 Устьевой нагреватель НУС 0,1
- Источник №0005 Резервуар $V = 65 \text{ м}^3$
- Источник №0006 Наливная эстакада
- Источник №0007 Устьевой нагреватель НУС 0,1
- Источник №0008 Резервуар $V = 70 \text{ м}^3$
- Источник №0009 Наливная эстакада
- Источник №0010 Устьевой нагреватель НУС 0,1
- Источник №0011 Резервуары $V = 50 \text{ и } 60 \text{ м}^3$
- Источник №0012 Наливная эстакада



- Источники №№6001-6006 Насос НШ-80 скв.№2
- Источники загрязнения №№6008, Нефтегазосепаратор
- Источники загрязнения №№6009-6012, Скважины

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 24 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 12, неорганизованных - 12.

По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Акшабулак Восточный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ по рассматриваемым вариантам:

по I варианту: при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2023-2025гг по 1 варианту составляет в целом 48,0882т/год.

при эксплуатации месторождения ТОО «Саутс Ойл» за 2023-2025гг по 1 варианту составляет 30,038 т/год.

по II варианту: при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2023-2025гг по 2 варианту составляет 49,1654т/год.

при эксплуатации месторождения ТОО «Саутс Ойл» за 2023-2025гг по 2 варианту **(рекомендуемый)** составляет 38,9486 т/год.

по III варианту: при эксплуатации месторождения ТОО СП «Казгермунайгаз» за 2023-2025гг по 3 варианту **(рекомендуемый)** составляет 63,143 т/год.

В проекте Отчет о возможных воздействиях к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» рассматривается период эксплуатаций на три года с 2023 г по 2025 г., так как согласно пункту 7, статьи 76 ЭК РК срок действия заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду составляет три года.

С учетом результатов фактической реализации проектных документов и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации системы разработки месторождения в настоящем проекте по контрактной территории КГМ рассмотрены 3 варианта, по СО – 2 варианта.

I вариант (базовый) предусматривает продолжение разработки при сложившейся системе текущим фондом добывающих скважин на искусственно- водонапорном (по I объекту) и естественном режиме (по II и возвратному объектам) по всем выделенным эксплуатационным объектам.

II вариант (рекомендуемый по СО) на основе базового варианта предусматривает дополнительно проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) – приобщение неопробованных коллекторов по ГИС I объекта по 4 добывающим скважинам месторождения. В качестве скважин-кандидатов на проведение ПВР рассмотрена скважина №33 по территории «КГМ» и скважины №№19,20,22 на территории «СО», как малодебитные скважины с наиболее мощными нефтенасыщенными толщами, улучшенными гидродинамическими свойствами.

III вариант (рекомендуемый по КГМ) также предусматривает проведение прострелочно-взрывных работ (ПВР) по 4 добывающим скважинам и дополнительно ко II варианту ввод в эксплуатацию на I объект ранее пробуренную оценочную скважину №70.

Водопотребление. В процессе производственной деятельности м/р Акшабулак необходима вода питьевого и технического качества. Для водоснабжения технологических и хозяйственно-бытовых нужд м/р Акшабулак используются воды сенон-палеоценовых отложений. Водозаборные скважины расположены на территории месторождения. Организована зона санитарной охраны, площадка источника водоснабжения обнесена изгородью из сетки «рабица» высотой 1,8 м. Для хозяйственно-бытовых нужд используется



вода из скважин TW-1E, TW- 5D, на установку очистки воды до питьевого качества направляется вода из скважин TW-2D, TW- 3D. Водопотребление составляет 4932,0 м³/цикл.

Водоотведение. Персонал будет находиться в вахтовом поселке Акшабулак Центральный, в связи с этим водоотведение будет осуществляться через очистные сооружения вахтового поселка Акшабулак Центральный.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территории от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические, пластовые;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

Вся подтоварная вода после очистки должна быть полностью использована для закачки в пласт нагнетательных скважин.

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

В процессе 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 эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами являются:

- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

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

Действующая система управления отходами показывает, что на месторождении Акшабулак Восточный, с целью минимизации образования отходов и снижения их воздействия на окружающую среду реализуются концепция отслеживания, учета объем образующихся и передачи отходов компаниям, занимающихся их переработкой, реализацией, утилизацией и/или дальнейшим обезвреживанием, посредством проведения открытых тендеров среди специализированных сторонних организаций имеющие лицензию.

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных площадках – в герметичных ёмкостях и контейнерах, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Площадки, на которых установлены сборные емкости и контейнеры отделены от открытого грунта бетонными перекрытиями с бордюрными ограждениями. Транспортировка отходов от мест временного накопления к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с



отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

В период строительства скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважин и демонтажа оборудования исполнитель 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 буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- 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.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Кодекса: 1) С 1 января 2022 года предусматривается выдача Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по проектированию:

- Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и – анализ разработки месторождений углеводородов;

Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов

– В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации горных производств (углеводородов), необходимо получение в Министерстве энергетики РК. Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по эксплуатации:

Сейсморазведочные работы при разведке и добыче углеводородов;

- Геофизические работы при разведке и добыче углеводородов;
- Прострелочно-взрывные работы в скважинах при разведке и добыче углеводородов;
- Бурение скважин на суше, на море и на внутренних водоемах при разведке и добыче – углеводородов;

Подземный ремонт, испытание, освоение, опробование, консервация, ликвидация – скважин при разведке и добыче углеводородов;

Цементация скважин при разведке и добыче углеводородов;

–Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности – скважин при разведке и добыче углеводородов;

В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, необходимо получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на подвид деятельности «Эксплуатация магистральных трубопроводов».

Согласно пункту 1 статьи 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.

Порядок выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах утверждается уполномоченным органом в области углеводородов. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140 утверждены Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах.

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

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

- базовые проектные документы;
- 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

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

Вместе с тем, согласно пункту 3 статьи 134 Кодекса «О недрах и недропользовании», проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) бурение и (или) испытание скважин, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии соответствующего экологического разрешения.

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 Республики Казахстан о недрах и недропользовании. 3) Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Кодексу, а также предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также 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 Республики Казахстан.

5) Согласно п.4 статьи 225 Экологического 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 санитарно-эпидемиологического благополучия населения. В этой связи, необходимо предоставить план мероприятий по охране подземных вод.

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

7) 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).

8) Предусмотреть мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных субъектами, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, для проведения геологоразведочных работ, добычи полезных ископаемых в соответствии со статьей 237 Экологического кодекса РК и требованиями статьи 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», также должно быть обеспечено неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных и необходимо согласовать мероприятия с Комитетом лесного и животного мира МЭГПР РК.

9) В представленном отчете о возможных воздействиях предусматривается сжигание сырого газа на факелах. Согласно ст. 146 Кодекса «О недрах и недропользовании» и «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» №63 от 10 марта 2021 год Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан до начала пробной эксплуатации необходимо получить разрешение на сжигание газа на факелах.



10) Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу РК.

11) Согласно ст. 78 Экологического Кодекса послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) 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.

12) Согласно п. 9 ст. 222 Экологического Кодекса Операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению. В этой связи, необходимо предусмотреть повторное использование бурового раствора с помощью извлечения воды (метод сепарации) для последующего использования при бурении.

13) Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу РК.

14) Согласно ст. 78 Экологического Кодекса после проектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – после проектный анализ) 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.

После проектный 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. 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 № KZ60VWF00091325 от 09.03.2023 г.

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

3. Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Восточный» от 25.04.2023 г.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

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

Вр.и.о руководителя департамента

К. Бектибаев

Исп Тусмагамбетова М
Тел 23-00-19



