



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

№ _____

« ____ » _____ 2022 года

АО «Кристалл Менеджмент»

Закключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду. проект «Отчет о возможных воздействиях выполнен к Проекту пробной эксплуатации месторождения Каракол (по состоянию изученности на 01.01.2022г.)»

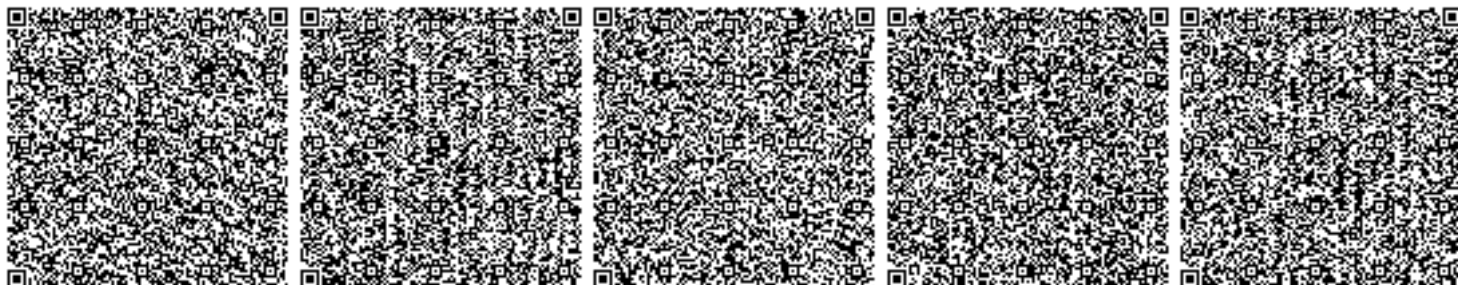
Материалы поступили на рассмотрение 01.09.2022 г. вх. №KZ94RVX00534152.

Общие сведения. Оператором месторождения Караколь является АО «Кристалл Менеджмент» на основании Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36, предоставляющего право на недропользование. Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18256,48 км².

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан Месторождение Караколь находится на территории листа L-41-XI, в Жалагашском районе Кызылординской области. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности. Здесь расположены небольшие поселки Жинишкекум и Каракум. Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 350 км.

На принадлежащих АО «ПКР» месторождениях Майбулак и Арыскуп, расположенных в 5÷10 км от месторождения Караколь (контрактная территория, так называемый Блок А), имеется развитая инфраструктура подготовки и транспортировки товарной нефти.

Вблизи находятся месторождения углеводородного сырья Жиланкыр, Ровное Южно и Майбулак. Инфраструктура района развита слабо. Движение всех видов автотранспорта осуществляется по слабо развитой сети грунтовых и полевых дорог. В период снеготаяния и дождей грунт на дорогах сильно размокает, и движение обычного автотранспорта затрудняется.



Цели, задачи при разработке месторождения При обосновании выделения объектов разработки была проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективны нефте насыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов.

На месторождении Караколь установлено 7 продуктивных горизонта: Ю-0-1 стратиграфически отнесен к кровле акшабулакской свиты, Ю-III приурочен к кумкольской свите верхней юры, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5 принадлежат средне-нижнеюрским отложениям дощанской свиты.

Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежи, принадлежащей горизонту Ю-III, являющейся нефтегазовой.

Основные извлекаемые запасы нефти (42 % и 53 %) месторождения Караколь, оценённые по категории С1, сосредоточены в нефтяных залежах Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов, остальные 5 % – в нефтяной залежи Ю-IV-2-1 горизонта. Запасы по горизонтам Ю-0-1, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5 оценены по категории С2.

В соответствие с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

В «Проекте разработки месторождения Караколь...» с учетом дополнительных материалов, а также текущего состояния разработки залежей, уточнено выделение объектов эксплуатации. Проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства.

Прогноз технологических показателей. Многолетний опыт разработки месторождений показал, что выделение объектов эксплуатации по горизонтам является рациональным с целью контроля и регулирования за процессом разработки.

К факторам не благоприятствующим объединению залежей в объекты для совместной эксплуатации следует отнести:

- значительное отличие в глубинах залегания основных по запасам нефти Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов (42 и 53 % соответственно). Средняя глубина Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов составляет -1390 и -1765,2 метров соответственно;

- по результатам исследований глубинных проб нефть в горизонтах различается по таким физико-химическим параметрам, как вязкость нефти в пластовых условиях, газосодержание и давление насыщения нефти газом.

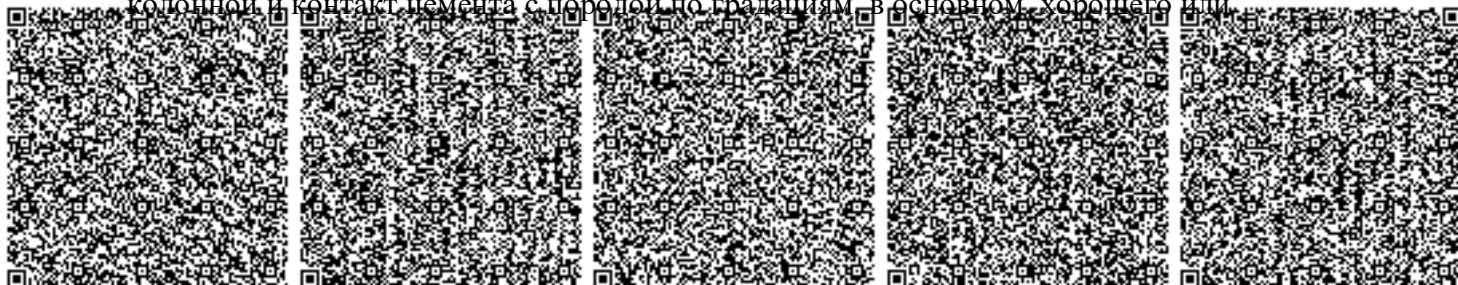
Таким образом, на месторождении выделено 2 основных и 1 возвратный эксплуатационных объекта:

I объект – Ю-III горизонт;

II объект – Ю-IV-2-2 горизонт;

III объект (возвратный) – Ю-IV-2-1 горизонт.

По результатам АКЦ проведенных во всех скважинах определяемый контакт цемента с колонной и контакт цемента с породой по градиентам в основном, хорошего или



частичного качества.

Рекомендуется продолжить работы по определению и уточнению величины газового фактора, т.к. наблюдаются резкое увеличение газа.

В «Проекте разработки...» с учетом текущего состояния разработки рассмотрены 3 варианта, различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением наличием воздействия на пласты и темпами отбора нефти и газа.

Вариант 1 (базовый) рассматривает разработку залежи на режиме истощения пластовой энергии существующим фондом добывающих скважин в количестве 4 ед. (К-1, К-2, К-6, КМ-7).

Вариант 2 (рекомендуемый) разработка залежей предлагается также на режиме истощения залежи. Предусмотрено дополнительное бурение 5-ти скважин (К-3, К-4, К-5, К-8, К-10) к существующему фонду добывающих скважин. Итого количество добывающих скважин 9 ед.

Вариант 3. - к существующему фонду добывающих скважин предусмотрено дополнительное бурение 8-ми скважин, из которых: 8 ед. – добывающие (К-3, К-4, К-5, К-8, К-10, К-11, К-12, К-13).

Разработка залежи предлагается с поддержанием пластового давления путем совместной закачки воды в I и II объекты через 2 нагнетательные скважины, перевод добывающей скважины К-2 и К-8 под закачку воды запланирован на 2028 г. и 2032 г. после отработки на нефть. Итого количество добывающих скважин 10 ед., нагнетательных – 2 ед.

При сравнении экономических показателей вариантов, наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости 10%) приходится по второму варианту.

Таким образом, проанализировав экономические показатели наиболее эффективным вариантом разработки месторождения, с экономической точки зрения, является **второй вариант разработки**.

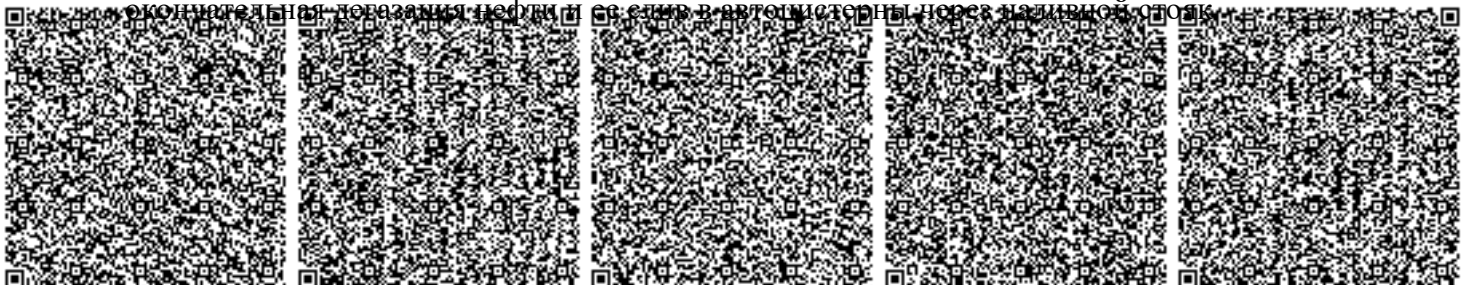
В настоящее время на месторождении Караколь эксплуатируются 3 нефтяных скважин, по представленной информации Заказчика на месторождении Караколь эксплуатация нефтяных скважин осуществляются в соответствии с Проектами:

- «Обустройство скважины КМ-7 месторождения Караколь на период пробной эксплуатации в Жалагашском районе Кызылординской области», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2019 г.
- «Обустройство скважины KARAKOL-1, KARAKOL-2 месторождения Караколь на период пробной эксплуатации в Жалагашском районе Кызылординской области», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2020 г.

Согласно разработанным проектам технология сбора и транспорта нефти на этапе пробной эксплуатации осуществляется по индивидуальной схеме сбора нефти и газа: каждая скважина обустроена индивидуальной печью подогрева, замерным 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии, факельной установкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости и трехфазного сепаратора.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси от добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям подается на устьевой подогреватель нефти УН-0,2. После подогрева нефти нефтегазовый поток поступает в трехфазный нефтегазовый сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти.

Отделившаяся нефтяная эмульсия поступает в накопительную емкость, где происходит окончательная догазация нефти и ее слив в автоцистерны через наливной стояк.



Для обеспечения налива нефтяной эмульсии с накопительной емкости в автоцистерны предусмотрен насос откачки нефти. Нефтяная эмульсия вывозится автоцистернами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой подогреватель, а оставшийся газ, пройдя через факельный сепаратор, оснащенный конденсатосборником, сжигается на факельной установке.

В рамках утвержденной «Программы развития переработки сырого газа....» были согласованы объемы технологически неизбежного сжигания газа на период с 25.06.2019 г. по 31.12.2019 г. составил 3,7537152 млн.м3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ53VPC00010072 от 21.06.2019 г.), с 01.01.2020 г. по 07.02.2020 г. составил 0,71212 млн.м3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого № KZ46VPC00011265 от 27.11.2019 г.) и с 08.02.2020 г. по 31.12.2020 г. составил 6,126322 млн.м3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ05VPC00011712 от 27.01.2020 г.).

В 2020 году была разработана «Корректировка Программы развития переработки сырого газа на месторождении Караколь на 2020-2022 гг. при пробной эксплуатации месторождения» и утверждена на заседании Рабочей группы (Протокол №11 РГ МЭ РК от 15.10.2020 г.).

Ориентировочный баланс газа на месторождении Караколь.

год	Добыча газа*, м3	На собственные нужды, м3		Сжигание газа на дежурных горелках, м3
		На печи УН-0,2	На ГПЭС для выработки электроэнергии	
2023	8 900 000	2 082 000	4 944 200	1 873 800

Основные источники воздействия на окружающую среду при пробной эксплуатации месторождения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент», в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения:

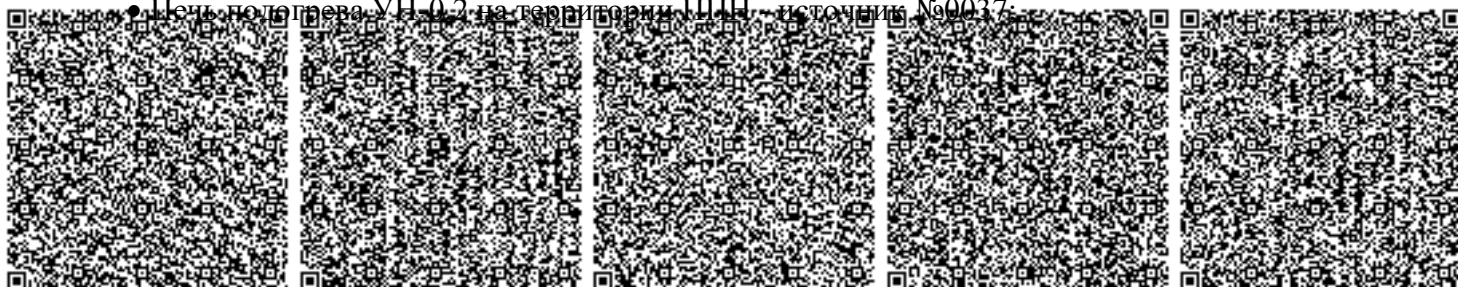
- продуктов сгорания газа (печи подогрева, ГПЭС, дежурные горелки).
- легких фракций углеводородов от неплотностей ЗРА и ФС технологического оборудования площадке скважин;

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные. Источникам организованных выбросов присвоены четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001.

В период разработки месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

Организованные источники:

- Печь подогрева УН-0,2 на территории скважины - источник №0001 – 0009;
- Дежурная горелка - источник №0010 – 0018;
- Накопительная емкость РГС V-50 м3 - источник №0019 – 0027;
- Автоналивная система налива нефти - источник №0028 – 0036;
- Печь подогрева УН-0,2 на территории ГПН - источник №0037;



- Газопоршневая электростанция (ГПЭС) - источник №0038;

Неорганизованные источники:

- Насос перекачки нефти - источник №6001 – 6009;
- Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины - источник №6010 – 6018;

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 56 источников выбросов, из них 38 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений. Источниками, влияющими на качество воздуха на месторождении Караколь, являются буровое и нефтепромысловое оборудование (сепаратор, насосы, отстойник, резервуары и т. п.). Преобладающими загрязняющими веществами из этих источников являются сернистый газ, оксиды азота, монооксид углерода, несгоревшие углеводороды и твердые частицы. Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия: применение устьевого и промыслового технологического оборудования, – обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу; автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля – параметров в целях достижения оптимального режима горения; применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых – газов со 100% контролем горения; герметизация системы сбора нефти; – обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации; – усиление мер контроля работы основного технологического оборудования; – ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием – атмосферного воздуха.

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;

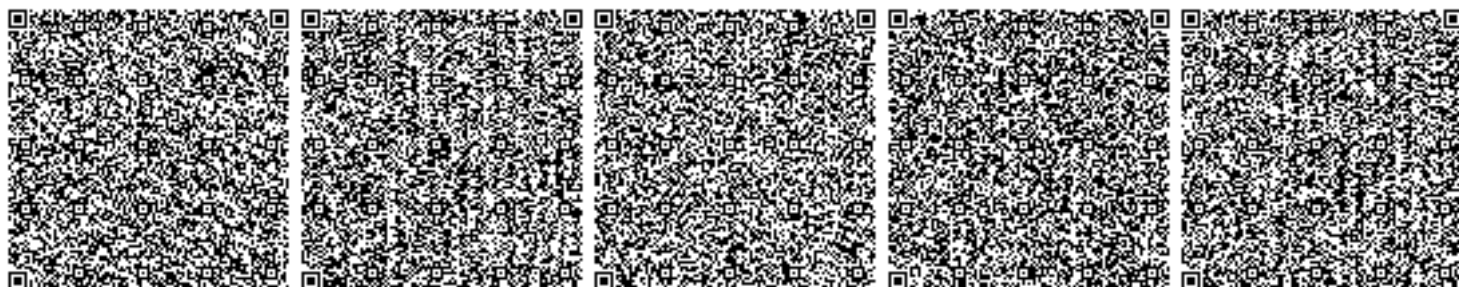
Подземный ремонт, испытание, освоение, опробование, консервация, ликвидация – скважин при разведке и добыче углеводородов;

Цементация скважин при разведке и добыче углеводородов;

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

Работы по предотвращению и ликвидации разливов на месторождениях – углеводородов на море.

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.

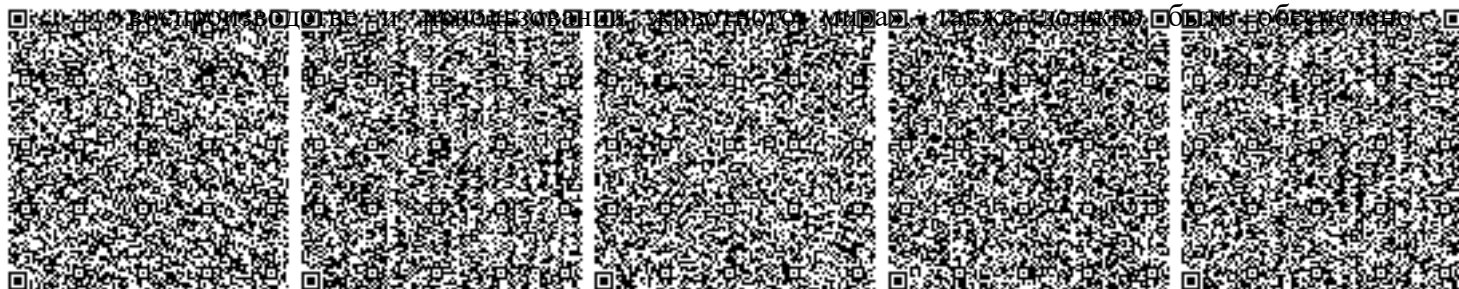
— 4) Инициатором, пользование поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66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



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.

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. 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 № KZ54VWF00074070 25.08.2022 года.

2. Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Караколь».

3. Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Караколь» от 03.10.2022 года.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный отчет о возможных воздействиях проект Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

Руководитель Департамента

Н.Өмірсерікұлы

Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

