



Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Ақтау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО "Бузачи Нефть"

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

На рассмотрение представлено: «Дополнение к проекту разработки месторождения
Каратурун Северо-Восточный (по состоянию изученности на 01.07.2025 г.).

Материалы поступили на рассмотрение: 13.11.2025 г. Вх. KZ63RYS01453946.

Общие сведения

В административном отношении м/р Каратурун Северо-Восточный находится на территории Мангистауского района (центр р.п.Шетпе) Мангистауской области и удалена от райцентра на север на 125 км., а от областного центра (по прямой) до г.Ақтау на 260 км. От вахтового посёлка нефтяников Каламкас месторождения находятся на расстоянии 30 и 40 км. Посёлок Каламкас соединён с областным центром автотрассой Ақтау - Каражанбас - Каламкас (260 км.). Ближайшими населёнными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30-40 км), Акшимурау - 100 км, Тушыкудук - 109 км, Тиген - 149 км связанные с г. Ақтау асфальтированной дорогой. В морском порту города Ақтау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас - Ақтау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. В 50-60 км к юго-западу от месторождения Каратурун Северо-Восточный находятся месторождения Каражанбас и Северные Бузачи, в 30-40 км - месторождение Каламкас. В морском порту города Ақтау находится нефтеналивной причал, к которому подведён магистральный нефтепровод Каламкас - Ақтау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Координаты 45°24'50.27"С, 52°23'33.97"В. Недропользователь - ТОО «Бузачи Нефть», имеет право недропользования по Контракт №792 от 02.11.2001г., в соответствии с Дополнением №11 к Контракту, на контрактной территории расположены Геологический и Горный отводы, которые являются неотъемлемой частью Контракта. Контрактная территория расположена в Мангистауской области. Структура Каратурун Северо-Восточный расположена в прибрежной части северного участка Каспийского моря, вблизи залива Комсомольский, в 5-7 км от северной береговой линии полуострова Бузачи, к север-северо-востоку от месторождения Каратурун Восточный, в пределах контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть». Поднятие Каратурун Северо-Восточный входит в состав «Каратурунской» группы месторождений, объединяющей структуры Каратурун, Каратурун Восточный, Каратурун Морской и Каратурун Южный. ТОО «Бузачи Нефть» проводит работы на территории Мангистауской области в границах геологического отвода в пределах 45°21'47" - 45°27'30" северной широты и 52°19'41" - 52°28'45" восточной долготы. На территории геологического отвода расположено месторождение Каратурун Северо-Восточный Геологический отвод на юге граничит с горным отводом месторождения Каратурун Восточный, также принадлежащее ТОО «Бузачи Нефть». Контрактная территория расположена в пределах блока К-ХП-10а



(частично) в акватории Каспийского моря, в пределах блока XXXI-12-Е (частично), F (частично) на суше. Между Компетентным органом (на основании Экспертной комиссии МЭ Республики Казахстан № 41/7 от «14» октября 2024 г.) и ТОО «Бузачи Нефть» заключено Дополнение № 18 (рег. № 5506-УВС от «08» июля 2025 г.) к Контракту № 792 от «02» ноября 2001 г., согласно которого период промышленной добычи по месторождению Каратурун Северо-Восточный истекает «31» декабря 2047 г. Площадь участка недр-16,894 кв.км.

Координаты угловых точек:

1. 45°25'38,95" 52°20'12,74",
2. 45°26'45,85" 52°20'25,79",
3. 45°26'34,78" 52°26'07,71",
4. 45°25'17,78" 52°26'07,50".

Краткое описание намечаемой деятельности

В рамках настоящего дополнения, рекомендуемый 1-й вариант разработки, по своей сути, являются продолжением реализации основных проектных решений действующего проектного документа, с проведением корректировки на текущее состояние разработки м/р Каратурун Северо-Восточный. Необходимо отметить, что дополнительно рассмотрены варианты с литерами (1а и 2а) базирующиеся на основных вариантах (1 и 2) и включают в себя дополнительно основной эксплуатационный объект VI (горизонты Ю-IX+X, Западный купол и Северный участок) и возвратный 4-й объект (горизонт Ю-Х, Восточный купол), которые располагаются гипсометрически ниже глубины действующего Участка недр (Горного отвода). Поэтому, в случае получения недропользователем разрешения расширения (увеличения по глубине и площади) Участка недр (Горного отвода), вариант разработки 1а будет рассматриваться в качестве рекомендуемого.

Технологические показатели по рекомендуемому 1-й вариант разработки. Дебит нефти, жидкости и газа по м/р КСВ: в 2025 году - По жидкости 476,5 тыс.т/год. По нефти 160,4 тыс.т/год. По газу 10,627 млн.м3/год, в 2026 году - По жидкости 762,7 тыс.т/год. По нефти 214,3 тыс.т/год. По газу 15,816 млн.м3/год, в 2027 году - По жидкости 1138,6 тыс.т/год. По нефти 254,2 тыс.т/год. По газу 17,973 млн.м3/год, в 2028 году - По жидкости 1619,0 тыс.т/год. По нефти 293,3 тыс.т/год. По газу 20,118 млн.м3/год.

Вариант 1 (базовый, рекомендуемый). Предусматривается разработку установленного экспл.объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 39 лет (2025-2063 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2028 г. и составляет 293,3 тыс.т;
- ввод скважин в экспл. из различных других категорий (из бездействия, простоя и ожидания освоения) – 6 ед.;
- перевод/возврат скважин из одних объектов на другие – 14 ед.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 34 ед.;
- перевод добывающих скв. в нагнетательный фонд – 10 ед.;
- в целом по основным и возвратным экспл.объектам, установленных в пределах действующих границ 3640,3тыс.т, при этом коэффициент извлечения нефти составит 0,437д.ед., при обводненности 94,6 %.

В мероприятии по дорожке предусматривается бурения оценочных 9 скважин.

Вариант 1а (базовый). В рассматриваемом варианте разработки предусматривается ввод в разработку всех выделенных основных I-VI и возвратных 1-4 эксп.объектов, с учетом предстоящего получения разрешения на расширение границ действующего Участка недр (Горного отвода).

Вариант 2. Предусматривается разработку установленного экспл.объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 25лет (2025-2049 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2028 г. и составляет 333,7 тыс.т;



- ввод скважин в эксплуатацию из различных других категорий (из бездействия, простоя и ожидания освоения) – 6 ед.;
- перевод/возврат скважин из одних объектов на другие – 11 ед.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 29 ед., из которых: 22 ед. вертикальные и 7 ед. – горизонтальные;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 10 ед.;
- суммарная добыча нефти за весь период разработки 3466 тыс.тн.при обв.-ти 92,5%.

Вариант 2а Предусматривается ввод в разработку всех выделенных основных I-VI и возвратных 1-4 эксплуатационных объектов, с учетом предстоящего получения разрешения на расширение границ действующего Участка недр (Горного отвода). Характеристика продукции: нефть характеризуется по плотности как «средняя». Растворенный газ является «сухим». Предполагаемые размеры – Площадь участка недр (Горного отвода) 16,894 кв.км. Глубина участка недр – до -1396 м.

В «Проекте разработки...» рассмотрено варианты 1, 1а, 2, 2а.

Вариант 1. Рассмотрены варианты дальнейшей разработки выделенных эксплуатационных объектов, которые отличаются режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин. Проведенная ТЭО рассмотренных вариантов разработки позволила рекомендовать к реализации на месторождении КСВ вариант разработки 1, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями как для недропользователя, так и Государства. Описание тех.схемы системы сбора. Принятые решения, отраженные в тех. схеме, обеспечивают герметичный сбор нефтегазоводосодержащего флюида с предварительным разделением нефти и газа. Нефтегазосодержащий флюид подается на ГУ-3 КСВ от проектируемого манифольда, откуда по трубопроводу Ду200 поступает на площадку буферных емкостей БЕ-1А/Б V=200 м³ для дегазации нефтегазовой смеси. Нефть из БЕ-1А/Б насосами Н-1А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти на ГУ-2 м/р КВ. Транспортирование нефти от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ осуществляется по трубопроводу из стеклопластика. Отделившийся газ из БЕ-1А/Б поступает на площадку газовых сепараторов ГС-1/2 V=6,3м³ для улавливания капельной жидкости. Из ГС-1/2 осушенный газ распределяется на 3 потока, на каждом из которых для измерения количества газа предусмотрены узлы учета газа: Первая часть газа поступает на ГРПШ-1, обеспечивающего газом ГПЭС и котел операторной; в 2026 г. планируется ввод в эксплуатацию 8ед. новых газопоршневых электростанций (ГПЭС) для выработки собственной электроэнергии. Вторая часть поступает на площадку узла выхода газа для подачи газа от ГУ-3 КСВ до точки врезки в газопровод в районе ГУ-2 КВ; Третья часть направляется на факел Ф-1 для сжигания избыточного газа. На ГУ-3 КСВ предусмотрена факельная установка, укомплектованная автоматической системой розжига и системой контроля пламени. Сброс газа на факел производится с обязательным замером расхода, давления и температуры газа с помощью приборов, установленных на площадке узла замера газа. Факельный коллектор, непосредственно перед факельной установкой оборудован огнепреградителем. Объем технологически неизбежного сжигания газа на м/р Каратурун Северо-Восточный, согласно «Программы развития переработки сырого газа м/р КСВ, КВ и КМ на 2025-2026 гг.» включает следующее: 1) по категории V7 - сжигание газа на дежурных горелках факела; 2) по категории V8 – сжигание при опорожнении газовых линий для технического обслуживания и проведения ППР оборудования. Технологически неизбежное сжигание сырого газа составит 34100 м³/год. Кроме того, на площадке узла выхода газа для подачи газа от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ предусмотрены врезки на и от Секции компримирования попутного нефтяного газа (ПНГ), строительство которого предусматривается в перспективе. Для поддержания давления в ГС-1/2 после газосепараторов на линии сброса газа на факел и линии подачи газа от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ предусмотрены регулирующие клапаны «до себя». Подземный газопровод, для транспортирования газа от ГУ-3 КСВ до точки врезки в газопровод в районе ГУ-2 КВ. Для сбора конденсата, выделившегося в ГС-1/2, на площадке



газосепараторов размещены конденсатосборники КС-1/2 $V=0,2\text{м}^3$. Конденсат по мере заполнения конденсатосборников направляется в дренажную емкость ДЕ-2 $V=8\text{м}^3$. Для сжигания аварийных выбросов предусмотрена факельная система, в которую входят: факельный коллектор Ду200, факельный сепаратор ФС-1 $V=4\text{м}^3$, баллоны с пропаном, факельная установка Ф-1. В качестве продувочного газа используется газ с пусковой линии, оснащенной расходомером. Ф-1 оснащен приборами измерения уровня. Выделившийся конденсат из Ф-1 направляется в дренажную емкость ДЕ-2 $V=8\text{м}^3$. Для сбора дренажей с буферных емкостей БЕ-1А/Б и насосов перекачки нефти Н-1А/Б предусмотрена дренажная емкость ДЕ-1 $V=63\text{м}^3$. Для возврата нефти в цикл подготовки предусмотрена откачка полупогружным насосом НД-1 на манифольд.

Вариант 1 (базовый, рекомендуемый) - рентабельный период разработки - 39 лет (2025-2063 гг.), **Вариант 1а (базовый)** - рентабельный период разработки - 40 лет (2025-2064 гг.), **Вариант 2** - рентабельный период разработки - 25 лет (2025-2049 гг.), **Вариант 2а** - рентабельный период разработки - 26 лет (2025-2050 гг.). Постутилизацию объекта в 2064 году.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Ориентировочные максимальные выбросы загрязняющих веществ по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный: **по 1 варианту** (бурения добывающих 34 скважины, оценочных 9 скв., эксплуатация) составят - 3999,679 тонн, **по 1а варианту** (бурения добывающих 37 скважин, оценочных 9 скв., эксплуатация) - 4261,537 тонн, **по 2 варианту** (бурения добывающих 29 скважин, оценочных 9 скв., эксплуатация) - 3566,89 тонн, **по 2а варианту** (бурения добывающих 32 скважин, оценочных 9 скв., эксплуатация) - 3828,75 тонн. **По 1-му рекомендуемому варианту при эксплуатации** по месторождению КСВ при максимальной добычи нефти и газа составит 133,951 т/год, **по варианту 1а составит** 135,179 т/год из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) - 31,501165 т/год (1,282417 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) - 5,118939 т/год (0,208393 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 0,314593 т/год (0,012781 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) - 41,427029 т/год (1,672639 г/с), Метан - 0,013165 т/год (0,000417 г/с), Углеводороды C1-C5 - 45,511961 т/год (4,803385 г/с), Углеводороды C6-C10 - 5,293487 т/год (0,239956 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 1,583803 т/год (0,051114 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 1,553495 т/год (0,049541 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 1,567386 т/год (0,050262 г/с), 0703 Бенз/а/пирен (1 кл.оп.) - 0,000005 т/год (0,0000002 г/с), 1325 Формальдегид (2 кл.оп.) - 0,065483 т/год (0,002667 г/с). **Предварительные выбросов при бурении от одной добывающей скважины по 1-му рекомендуемому варианту составит** - 86,8767 т/год или 42,6301 г/с, **от 34 скв. составит** - 2953,8068 т/год или 1449,4231 г/с, **от оценочной 1-ой скважины составит** - 101,325 т/год или 45,7824 г/с, **от 9 скв. составит** - 911,9212 т/год или 412,041 г/с. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности 0123 Железа оксид, Класс опас. 3, 0143 Марганец и его соединения, Класс опас. 2, 0301 Азота диоксид, Класс опас. 2, 0304 Азота оксид, Класс опасности 3, 0328 Углерод, Класс опас. 3, 0330 Ангидрид сернистый, Класс опас. 3, 0337 Углерод оксид, Класс опасности 4, 0342 Фтористые газ. соединения, Класс опас. 2, 0344 Фториды неорг. плохо растворимые, Класс опас. 2, 0415 C1-C5, Класс опасности -, 0416 C6-C10, Класс опасности -, 0703 Бенз/а/пирен, Класс опасности 1, 1325 Формальдегид, Класс опасности 2, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опасности -, 2754 Алканы C12-19, Класс опасности 4, 2902 Взвешенные вещества, Класс опасности 3, 2906 Мелиорант, Класс опасности 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, Класс опасности 3, 2930 Пыль абразивная, Класс опасности - обув 0,05, 3123 Кальций дихлорид (Кальция хлорид). Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

Вид водопользования - общее. Качество питьевой воды отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях соответствует требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемностям и источникам водоснабжения».



местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

По рекомендуемому варианту 1 - Ориентировочные объемы воды при строительстве 1 скважины составят 609,4 м³ (34-и скв. – 20719,6 м³). Объем водоотведения составляет от 1 скважины – 150,1 м³ (34-х скв. – 5103,4 м³). По рекомендуемому **варианту 1а** - Ориентировочные объемы воды при строительстве 1 скважины составят 609,4 м³ (37-и скв. – 22547,8 м³). Объем водоотведения составляет от 1 скважины – 150,1 м³ (37-х скв. – 5553,7 м³). При строительстве оценочной скважины объемы воды от 1 скважины – 1771,7 м³ (9-ти скв. – 15945,3 м³). Объем водоотведения составляет от 1 скважины – 325,9 м³ (9-ти скв. – 2933,1 м³). Разработка месторождения водопотребление составит 182,5 м³/год, водоотведение 182,5 м³/год. Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки. Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.

На месторождении Каратурун Северо-Восточный планируется использование привозной пресной воды для хозяйственно-бытовых нужд для работающего персонала.

Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314). Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода. **Объемы образуемых отходов по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный: по 1 рекомендуемому варианту составляют – 35101,6845 т/год, по 1а варианту - 37480,1445 т/год, по 2 варианту – 31137,595 т/год, по 2а варианту – 33516,0545 т/год.** Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 5,3 т, 5 класс Неопасные 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0254 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5 т. 4 класс, Неопасные, код 16 01 17. ВСЕГО - 5,8254 т/год. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве по 1-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины, так как бурения скважин происходит не одновременно: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,194 т/цикл, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0127 т/ цикл, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования – 2,0т/цикл, 4 класс, Неопасные, код 16 01 17. Масло отработанное - образуются после истечения срока годности масла процессе работы



дизель-генераторов, машин и механизмов – 8,0393т/цикл, 3 класс, Опасные, код 13 02 06*. Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) образуется при приготовлении бурового раствора обработанный химическими реагентами, представлен выбуренной породой, отделенной от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием – буровой шлам 347,652т/цикл/ОБР -433,425т/цикл, 3 класс, Опасные, коды 01 05 05*/01 05 06*. Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0015 т/цикл, 4 класс, Неопасные, код 12 01 13. Используемая тара (образуется упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 1,4935 т/цикл, 4 класс, Опасные, код 16 07 08*. ВСЕГО от 1-ой скв. – 792,818 т/цикл, от 34-х скв. – 26955,81 т/цикл. **По варианту 1а от 37-х скв.** – 29334,27 т/цикл. При строительстве оценочных скважин от 1-ой скв. – 904,4499 т/цикл, от 9-ти скв. – 8140,0491 т/цикл.

Растительный мир типичный для полупустынь. Согласно проектным решениям использование растительных ресурсов, а также необходимость вырубки или переноса зеленых насаждений отсутствует. На территории проектируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается. Согласно проектным решением использование животного мира отсутствует.

Технологическое и энергетическое топливо - Попутный нефтяной газ на собственные нужды. Электроэнергия - ЛЭП при бурении скважин дизель генератор. Тепло – котельные установки. Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» является развитой инфраструктурой. Обслуживание технологических объектов будут осуществлять существующий на месторождении персонал.

Уровень воздействия в период разработке месторождения рассматриваемого проекта на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей данной территории. Воздействие на здоровье населения отсутствует, ввиду большого отдаления от них. Реализация проекта окажет положительное влияние на местную и региональную экономику и спрос товаров местного производства, а также окажет рост среди занятости местного населения.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий:

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования,



грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

Намечаемая деятельность: «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный (по состоянию изученности на 01.07.2025 г.)», относится согласно пп.1.3. п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

