



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: «Дополнению к Проекту разработки месторождения
Каратурун Восточный по состоянию на 01.07.2025 г.».

Материалы поступили на рассмотрение 14.01.2026 г. Вх. KZ28RYS01548181.

Общие сведения

Административно месторождение Каратурун Восточный входит в Мангистауский район Мангистауской области РК и расположено в северо-западной части полуострова Бузачи в 277 км к северу от г.Ақтау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35км) и Каламкас (30 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. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Восточный находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. Внешнее электроснабжение промысла осуществляется от ДЭС мощностью 100 кВт. В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Координаты угловых точек границ горного отвода месторождения Каратурун Восточный: 1. СШ 45°21'20", ВД 52°19'27,93"; 2. СШ 45°21'51,31", ВД 52°19'19,12"; 3. СШ 45°21'54", ВД 52°19'41"; 4. СШ 45°22'01,35", ВД 52°19'41,06"; 5. СШ 45°22'04,84", ВД 52°20'20,44"; 6. СШ 45°22'01,24", ВД 52°20'57,53"; 7. СШ 45°21'48,2", ВД 52°21'45,23"; 8. СШ 45°21'47", ВД 52°21'45,23"; 9. СШ 45°21'44'61", ВД 52°22'03,57"; 10. СШ 45°21'25,66", ВД 52°22'38,51"; 11. СШ 45°21'07,33", ВД 52°22'25,46"; 12. СШ 45°21'07,14", ВД 52°20'59,54". Площадь горного отвода месторождения Каратурун Восточный – 5,55 кв.км.

Краткое описание намечаемой деятельности

Вариант 1 (базовый, согласно ПР) – с вводом в эксплуатацию 1 оценочной скважины. Предусмотрено бурение 12 добывающих скважин. Перевод 2 нагнетательных скважин в наблюдательный фонд. Общий фонд эксплуатационных скважин – 32 ед. Вариант 2 (рекомендуемый) – с вводом в эксплуатацию 6 оценочных скважин. Предусмотрено бурение 16 добывающих скважин. Перевод 2 нагнетательных скважин в наблюдательный фонд. Общий фонд эксплуатационных скважин – 41 ед.



По рекомендуемому варианту предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 55,6 тыс.т, по нефтяному газу – 1,0 млн. м3. Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3 марки «Спутник», где происходит ее замер, и далее по общему коллектору направляется на групповую установку ГУ-2 КВ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии для дальнейшей комплексной подготовки нефти до товарного качества на объектах месторождения Каратурун Морской (УПСВ, УПН, ПСН). Объекты УПСВ, УПН и ПСН являются общими для ТОО «Бузачи Нефть». Поступающая на ГУ-2 КВ нефтегазовая смесь объединяется с потоком частично дегазированной нефтяной эмульсии, поступающей от ГУ-3 месторождения Каратурун Северо-Восточный, и далее общим потоком направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1/А, Б, В типа ПП-0,63 (2 ед.) и типа ПНЭ-2,7 (1 ед.). После нагрева в печах, поток нефтегазовой смеси поступает в трехфазный сепаратор поз. С-1 объемом 150 м3, где происходит разделение на фазы «нефть-вода-газ». Отделившаяся в сепараторе С-1 пластовая вода насосами поз. Н-2/А, Б транспортируется на УПВ, где после подготовки закачивается в систему ППД или утилизируется. Частично обезвоженная нефть через жидкостной счетчик типа НОРД-М-100-6,4 насосами поз. Н-1/А, Б транспортируется на объекты УПСВ и УПН месторождения Каратурун Морской для дальнейшей подготовки до товарного качества и сдачи через объект ПСН в систему магистральных нефтепроводов АО «КазТрансОйл». Характеристика продукции. Горизонт Ю-I+Ю-II. Плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,9417 г/см3, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1184,00 мм2/с, при 50 °С – 134,10 мм2/с. Содержание общей серы колеблется в диапазоне 1,22-1,91 % масс. и в среднем составляет 1,58 % масс. Массовое содержание в нефти смол силикагелевых составляет 15,00 %, асфальтенов – 4,20 %. По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу малопарафинистых, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в среднем по горизонту составляет 1,3 0% масс. Содержание золы в нефти составляет 0,17 % масс, кокса – 6,49 % масс. Газ «сухой», содержание метана в газе составляет 93,07 % мольн., этана – 1,72 % мольн., пропана – 0,23 % мольн., бутанов – 0,34 % мольн., компонентов группы C5+ – 0,50 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,20 % мольн., азота – 3,95 % мольн. Горизонт Ю-IV. Средняя по горизонту плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,9380 г/см3, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1177,00 мм2/с, при 50 °С – 129,20 мм2/с. Содержание общей серы составляет 1,78 % масс., асфальто-смолистых веществ (АСВ) – 19,40 % масс. По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу парафинистой, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти составляет 2,20 % масс. Содержание золы в нефти составляет 0,31 % масс. Газ данного горизонта не изучался. Горизонт Ю-V. Плотность нефти при стандартных условиях составляет 0,9443 г/см3. Газ «сухой», содержание метана в газе составляет 94,20 % мольн., этана – 0,23 % мольн., пропана – 0,19 % мольн., бутанов – 0,14 % мольн., компонентов группы C5+ – 0,06 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,06 % мольн., азота – 5,12 % мольн.

Проектный (расчетный) период разработки месторождения Каратурун Восточный по вариантам: 1 вариант разработки – 2025-2037 гг. 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2025-2036 гг. Сроки пост утилизации – после окончания разработки месторождения, в рамках Проекта ликвидации.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 2 варианту разработки (рекомендуемый) составят: **в 2026 году – 26,579193 т/год (1,022864 г/с)**, из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 2,1124 т/год (0,15526 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,34326 т/год (0,02522 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,001453 т/год (0,000147 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00592 т/год (0,000141 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,25624 т/год (0,10388 г/с), метан – 0,99018 т/год (0,08451 г/с), смесь углеводородов предельных C1-C5 – 15,84574 т/год



(0,47363 г/с), смесь углеводородов предельных C6-C10 – 5,85803 т/год (0,17507 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,07654 т/год (0,00231 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,03487 т/год (0,00101 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,03726 т/год (0,001186 г/с), метанол (3 кл.оп) – 0,0173 т/год (0,0005 г/с); в 2027 году – 29,425743 т/год (1,107721 г/с), из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 2,61151 т/год (0,1723 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,42436 т/год (0,02799 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,001453 т/год (0,000147 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00654 т/год (0,00016 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,37054 т/год (0,10779 г/с), метан – 1,10448 т/год (0,08842 г/с), смесь углеводородов предельных C1-C5 – 17,32291 т/год (0,51512 г/с), смесь углеводородов предельных C6-C10 – 6,40416 т/год (0,19041 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,08366 т/год (0,00252 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,03824 т/год (0,00109 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,04059 т/год (0,001274 г/с), метанол (3 кл.оп) – 0,0173 т/год (0,0005 г/с); в 2028 году – 31,009393 т/год (1,156218 г/с), из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 2,61151 т/год (0,1723 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,42436 т/год (0,02799 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,001453 т/год (0,000147 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00667 т/год (0,000163 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,37054 т/год (0,10779 г/с), метан – 1,10448 т/год (0,08842 г/с), смесь углеводородов предельных C1-C5 – 18,47125 т/год (0,55028 г/с), смесь углеводородов предельных C6-C10 – 6,82857 т/год (0,20341 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,0892 т/год (0,00268 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,04025 т/год (0,00116 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,04381 т/год (0,001378 г/с), метанол (3 кл.оп) – 0,0173 т/год (0,0005 г/с); в 2029 году – 32,136423 т/год (1,191061 г/с), из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 2,61151 т/год (0,1723 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,42436 т/год (0,02799 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,001453 т/год (0,000147 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00675 т/год (0,000164 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,37054 т/год (0,10779 г/с), метан – 1,10448 т/год (0,08842 г/с), смесь углеводородов предельных C1-C5 – 19,2885 т/год (0,57556 г/с), смесь углеводородов предельных C6-C10 – 7,13062 т/год (0,21275 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,09314 т/год (0,0028 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,04162 т/год (0,0012 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,04615 т/год (0,00144 г/с), метанол (3 кл.оп) – 0,0173 т/год (0,0005 г/с); в 2030 году – 30,639513 т/год (1,146523 г/с), из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 2,1124 т/год (0,15526 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,34326 т/год (0,02522 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,001453 т/год (0,000147 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00634 т/год (0,000157 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,25624 т/год (0,10388 г/с), метан – 0,99018 т/год (0,08451 г/с), смесь углеводородов предельных C1-C5 – 18,78989 т/год (0,56331 г/с), смесь углеводородов предельных C6-C10 – 6,9462 т/год (0,20821 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,09074 т/год (0,00274 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,04012 т/год (0,00116 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,04539 т/год (0,001429 г/с), метанол (3 кл.оп) – 0,0173 т/год (0,0005 г/с). Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины составит: буровая установка МБУ-125 (Р-80) – 9,568183854 г/с, 4,59178299 т/год; буровая установка JZ-30C – 12,42540662 г/с, 9,356186676 т/год.

Расчетное водопотребление составит: 21,2058 м3/сут, 740,117 м3/год. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины составят: **817,9481 м3**, из них: на хозяйственно-бытовые нужды – 98,6748 м3, на технические нужды – 719,2733 м3.

Основными видами отходов на месторождении Каратурун Восточный являются: 1. Металлолом - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 10,0 т/год. 2. Промасленная ветошь - образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 0,9525 т/год. 3. Огарки сварочных электродов – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов ориентировочно составит 0,015 т/год. 4. Строительные отходы - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 20,0 т/год. 5. Отработанные люминесцентные лампы - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп составит 0,0205 т/год. 6. Нефтезагрязненная пленка – образуются в процессе проведения работ по КРС.



Количество образования отходов составит 1,0 т/год. 7. Замазученный грунт - образуется вследствие проливов горюче-смазочных материалов при работе автотранспорта. Ориентировочное количество отходов – 40,0 т/год. 8. Цементные отходы – образуются при проведении КРС. Ориентировочно ожидается образование отходов 10,0 т/год. 9. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 17,49 т/год. 10. Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 8,6724 т/год. Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины составит 248,9866 тонн, из них: отходы бурения – 245,8275 т, отработанные масла – 1,8312 т, металлолом – 0,389 т, огарки сварочных электродов – 0,0027 т, промасленная ветошь – 0,0635 т, коммунальные отходы (ТБО) – 0,3407 т.

На территории месторождения Каратурун Восточный практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением сора, поверхность которого оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана и поташника. Кроме сарсазана шишковатого встречаются сведы – заострённая, высокая, солянки – натронная, Паульсена, олиственная, жесткая, лебеда татарская, полынь однопестичная, кермек полукустарниковый и т.д., в весенне-раннелетний период характерно участие эфемеров и эфемероидов: клоповника пронзеннолистого, крестовника Ноевского, муртука восточного, тюльпана двуцветкового, бурачка пустынного и др. В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Виды объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных: использование объектов животного мира не предполагается.

Технологическое и энергетическое топливо – дизельное топливо, газ на собственные нужды Электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы Тепло – котельные установки.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Методика основана на балльной системе оценок. Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений разработки месторождения Каратурун Восточный составляет 20,2 балла, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере.

Выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха. Водные ресурсы: предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли, проведение мероприятий по защите подземных вод; систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения, гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием водных ресурсов. Недра: конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифон образования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Почвенный и растительный покров: упорядочить использование



только необходимых дорог, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключаяющих попадание их на рельеф; восстановление земель; сбор и своевременный вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова. Животный мир: разработка маршрутов техники, не пресекающих миграционные пути животных; запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.; строгое запрещение кормления диких животных персоналом; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты.

Намечаемая деятельность: «Дополнению к Проекту разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию 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

