

KZ28RYS01548181

14.01.2026 г.

## **Заявление о намечаемой деятельности**

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:  
для физического лица:

фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), адрес места жительства, индивидуальный идентификационный номер, телефон, адрес электронной почты;

для юридического лица:

Товарищество с ограниченной ответственностью "Бузачи Нефть", 050040, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г. АЛМАТЫ, МЕДЕУСКИЙ РАЙОН, Проспект АЛЬ-ФАРАБИ, дом № 108А, Квартира 5, 931240001487, АСАНОВА САУЛЕ ЕРЛАНОВНА, (727)2320808, kozhakova@buzachineft.kz

наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

2. Общее описание видов намечаемой деятельности, и их классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс) Разработка месторождения Каратурун Восточный согласно «Дополнению к Проекту разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.07.2025 г.». Согласно Пункту 2. «Недропользование». Подпункта 2.1. «Разведка и добыча углеводородов» Раздела 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным» в соответствии с Приложением 1 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Согласно технологическим показателям разработки месторождения Каратурун Восточный добыча нефти не превышает 500 тонн в сутки, добыча газа не превышает 500 тыс.м3 в сутки..

3. В случаях внесения в виды деятельности существенных изменений:  
описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса) Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение Каратурун Восточный является «Проект разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.01.2024 г.», утвержденный ЦКРР РК (протокол № 17-1-0/2523-вн от 16.04.2025 г.). Согласно заключению ЦКРР были утверждены технологические показатели по рекомендуемому второму варианту до 02 ноября 2026 г. В настоящем проекте «Дополнение к проекту разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.07.2025 г.» были обоснованы мероприятия по регулированию процесса разработки, направленные на увеличение нефтеотдачи пластов и уменьшению обводненности добываемой продукции. Также были рассчитаны основные проектные технологические показатели разработки на перспективу с оценкой экономически рентабельного коэффициента извлечения нефти. В рамках намечаемой деятельности по сравнению с «Проектом разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.01.2024 г.»: 1) намечаемая деятельность без изменений также будет осуществляться на территории месторождения Каратурун Восточный в Мангистауском районе Мангистауской области РК, площадь горного отвода месторождения Каратурун Восточный увеличилась (в 2025 году – 5,55 кв.км); 2) объем и мощность производства - возрастает, в связи с увеличением

технологических показателей добычи нефти и газа (в Проекте разработки 2024 г. по рекомендуемому варианту разработки предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти составила – 45,5 тыс.т, по газу – 0,8 млн.м3, в рамках намечаемой деятельности по рекомендуемому варианту разработки предполагаемая максимальная годовая добыча по нефти – 55,6 тыс.т, по газу – 1,0 млн.м3); 3) изменения в технологическом процессе, в результате чего могут ухудшиться количественные и качественные показатели эмиссий, измениться область воздействия таких эмиссий и (или) увеличиться количество образуемых отходов – объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в настоящем Проекте увеличились, по сравнению с Проектом разработки 2024 г.);

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее было выдано заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду (подпункт 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса) В 2024 году АО «НИПИнефтегаз» был разработан «Проект разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.01.2024 г.». Согласно Заклчению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности №KZ88VWF00253393 от 22.11.2024 г., выданному РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области», необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует, данный проект подлежит экологической оценке по упрощенному порядку. В рамках намечаемой деятельности по сравнению с «Проектом разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.01.2024 г.»: 1) намечаемая деятельность без изменений также будет осуществляться на территории месторождения Каратурун Восточный в Мангистауском районе Мангистауской области РК, площадь горного отвода месторождения Каратурун Восточный увеличилась (в 2025 году – 5,55 кв.км); 2) объем и мощность производства - возрастает, в связи с увеличением технологических показателей добычи нефти и газа (в Проекте разработки 2024 г. по рекомендуемому варианту разработки предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти составила – 45,5 тыс.т, по газу – 0,8 млн.м3, в рамках намечаемой деятельности по рекомендуемому варианту разработки предполагаемая максимальная годовая добыча по нефти – 55,6 тыс.т, по газу – 1,0 млн.м3); 3) изменения в технологическом процессе, в результате чего могут ухудшиться количественные и качественные показатели эмиссий, измениться область воздействия таких эмиссий и (или) увеличиться количество образуемых отходов – объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в настоящем Проекте увеличились, по сравнению с Проектом разработки 2024 г.).

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест 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. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, 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..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции 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/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1184,00 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 134,10 мм<sup>2</sup>/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 C<sub>5</sub>+ – 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/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1177,00 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 129,20 мм<sup>2</sup>/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/см<sup>3</sup>. Газ «сухой», содержание метана в газе составляет 94,20 % мольн., этана – 0,23 % мольн., пропана – 0,19 % мольн., бутанов – 0,14 % мольн., компонентов группы C<sub>5</sub>+ – 0,06 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,06 % мольн., азота – 5,12 % мольн..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для 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. .

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Проектный (расчетный) период разработки месторождения Каратурун Восточный по вариантам: 1 вариант разработки – 2025-2037 гг. 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2025-2036 гг. Сроки постутизации – после окончания разработки месторождения, в рамках Проекта ликвидации..

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и постутизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования 1)Земельные участки, их площади, целевые назначения, предполагаемые сроки использования\*: Разработку нефтяного месторождения Каратурун Восточный осуществляет ТОО «Бузачи Нефть». Право на проведение работ по разведке и добыче углеводородного сырья предоставлено ТОО «Бузачи Нефть» в соответствии с контрактом на недропользование за №792 от 02.11.01. и Дополнением №1 к нему за № 1292 и Дополнением №2 к нему за № 1666. Горный отвод предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Бузачи Нефть» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Каратурун Восточный на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол №42/5 МЭ РК от 17 ноября 2025 года). Площадь горного отвода месторождения Каратурун Восточный – 5,55 кв.км (декабрь 2025 г.);

2) водных ресурсов с указанием: предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохраных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности Собственных водозаборов из поверхностных и

подземных водоисточников ТОО «Бузачи Нефть» не имеет. Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная вода. Для обеспечения хозяйственно-питьевых нужд на месторождении Каратурун Восточный используется привозная питьевая вода на договорной основе с АО «Мангистаумунайгаз» (Кияктинский водозабор). Хранение воды осуществляется в специальной емкости объемом 30 м<sup>3</sup>, оборудованной в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями и нормами. Для обеспечения производственных нужд на месторождении Каратурун Восточный используется привозная вода от магистрального водовода «Сай-Утес -Бузачи» 265 км (волжская вода). На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды. Обслуживание работ по строительству скважин на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. При бурении скважины на производственные нужды так же используется вода для бурения, для охлаждения дизелей (оборотная вода), для промывки буровой площадки и оборудования, вода будет доставляться по договору. Район месторождения Каратурун Восточный расположен на равнинной местности, покрытой засоленными сорами, в 10 км по прямой от ближайшей охранной зоны (бассейн Каспийского моря).; видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды соответствует ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая». Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору.; объемов потребления воды Расчетное водопотребление составит: 21,2058 м<sup>3</sup>/сут, 7740,117 м<sup>3</sup>/год. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины составят: 817,9481 м<sup>3</sup>, из них: на хозяйственно-бытовые нужды – 98,6748 м<sup>3</sup>, на технические нужды – 719, 2733 м<sup>3</sup>.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Привозная питьевая вода для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд.;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Разработку нефтяного месторождения Каратурун Восточный осуществляет ТОО «Бузачи Нефть». Право на проведение работ по разведке и добыче углеводородного сырья предоставлено ТОО «Бузачи Нефть» в соответствии с контрактом на недропользование за №792 от 02.11.01. и Дополнением №1 к нему за № 1292 и Дополнением №2 к нему за № 1666. 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.;

4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации 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 пронзеннолистного, крестовника Ноевского, муртука восточного, тюльпана двуцветкового, бурачка пустынного и др. В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.;

5) видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием :

объемов пользования животным миром Использование объектов животного мира не предполагается; предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования Использование объектов животного мира не предполагается;

иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных Использование объектов животного мира не предполагается;

операций, для которых планируется использование объектов животного мира Использование объектов

животного мира не предполагается;

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования Технологическое и энергетическое топливо – дизельное топливо, газ на собственные нужды Электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы Тепло – котельные установки;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Использование природных ресурсов обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью не предполагается..

9. Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей) 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-30С – 12,42540662 г/с, 9,356186676 т/год..

10. Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей Хозяйственно-бытовые стоки, образующиеся в результате жизнедеятельности рабочего персонала, собираются в специальный септик, выполненный в гидроизоляционном исполнении, для предотвращения проникновения его содержимого в

почву. По мере накопления содержимое септика вывозится спецавтотранспортом согласно договору со специализированной организацией. Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией по договору. Сточные воды, образующиеся при бурении скважин, сливаются в емкости и вывозятся сторонней организацией по договору. Дренажные воды от оборудования, протечки и ливневый сток с промплощадок собираются в дренажные емкости, которые по мере необходимости опорожняются и содержимое вывозится для утилизации по договору. Ливнево-дождевые воды формируются при отведении поверхностного стока с технологических площадок с твердым покрытием при снеготаянии и в период прохождения ливневых дождей. Производственно-ливневые стоки собираются в емкость 10 м<sup>3</sup>. По мере накопления стоки вывозятся согласно договору со специализированной организацией. На месторождении Каратурун Восточный сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители не предусматривается. .

11. Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей 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. Замазанный 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..

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений □ РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан..

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты) Анализ проведенных исследований за 3 квартал 2025 года показал, что: - Выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождения Каратурун Восточный, в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДК<sub>м.р.</sub>) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ ни по одному из определяемых

ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствовало санитарным нормам. - По данным проведенных анализов морской воды в районе месторождения Каратурун Восточный контролируемые показатели не превышают значений предельно-допустимых концентраций и находятся в пределах допустимой нормы. Воздействие на качество близлежащих водных ресурсов при эксплуатации месторождения оценивается как незначительное, не влекущее за собой изменение гидрологического режима или загрязнения морской воды, т.к. в прибрежном районе расположения объектов не имеется добывающих скважин в эксплуатации. Вероятность загрязнения вод моря за счет сброса (намеренного или непреднамеренного) при соблюдении всех природоохранных мероприятий мала. - Анализ проведенных исследований проб донных отложений в районе месторождения Каратурун Восточный позволяет сделать вывод, что, в целом, деятельность ТОО «Бузачи Нефть» не оказывает существенного воздействия на состояние дна Каспийского моря, содержание определяемых компонентов относительно стабильно, при этом какие-либо резкие динамичные скачки в полученных данных отсутствуют. Изменения в содержании определяемых компонентов в донных отложениях могут быть следствием сезонных колебаний, воздействием климатических условий (фильтрацией атмосферных осадков), региональных геологических и гидрогеологических условий или других случайных факторов. - Подземные воды на территории месторождений классифицируются как рассолы с высоким содержанием сухого остатка. Химический состав подземных вод по большинству скважин хлоридно-сульфатный натриевый, воды по величине pH изменяются от нейтральных до слабощелочных. По причине высокой минерализации данные воды не относятся к источникам питьевого водоснабжения. Повышенная минерализация подземных вод обусловлена природными факторами. В пробах подземных вод из мониторинговых скважин резких различий в содержании определяемых компонентов нет. В целом содержание большинства контролируемых показателей соотносятся с результатами, полученными в предыдущий период наблюдений, с незначительным увеличением концентраций по ряду параметров, обусловленными, по-видимому, сезонными колебаниями. Содержания биогенных элементов аммония, нитратов, нитритов по большинству скважин остаются довольно стабильными и не подвержены резким колебаниям. Тяжелые металлы зафиксированы в количестве минимальном или не превышающем пределы обнаружения. - Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Каратурун Восточный ТОО «Бузачи Нефть», концентрации тяжелых металлов в почвах не превышали предельно допустимых концентраций (ПДК) и находились на нормативно-допустимом уровне. - В результате проведенных исследований было установлено, что мощность экспозиционной дозы (МЭД) на объектах ТОО «Бузачи Нефть» составляет 0,13–0,14 мкЗв/час при установленном нормативе 2,5 мкЗв/час. Измеренные значения гамма – фона не превышают нормативных значений. В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования рад.-ные аномалии не выявлены.

14. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности. 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..

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости. Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Каратурун Восточный (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется..

16. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий 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 противофильтрационных 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, грифообразования, 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, исключающих 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 пересекающих 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..

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) Одним из обязательных принципов при разработке экологической оценки является принцип альтернативности, то есть оценка последствий разработки месторождения Каратурун Восточный должна производиться по всем вариантам намечаемой деятельности. В рамках данного Дополнения, на основании технико-экономических расчетов, были рассмотрены 2 расчётных варианта разработки месторождения Каратурун Восточный, отличающихся системами разработки, количеством скважин, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационного объекта. Расчеты технологических показателей были выполнены в целом по I объекту. Проведенные расчеты показали, что минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки (базовый), что связано с минимальным объемом добычи нефти, а также с вводом из бурения меньшего количества добывающих скважин, и это является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде и здоровью населения. При этом анализ технико-экономических показателей показал, что 2 вариант является наиболее эффективным (налогооблагаемая балансовая прибыль за прибыльный период по второму варианту на 74,4% больше, чем в первом варианте). В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 вариантам намечаемой деятельности. В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Каратурун Восточный по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий..

- 1) В случае трансграничных воздействий: электронную копию документа, содержащего информацию о возможных существенных негативных трансграничных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду

Руководитель инициатора намечаемой деятельности (иное уполномоченное лицо):  
Асанова Сауле Ерлановна

---

подпись, фамилия, имя, отчество (при его наличии)





