



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 Актау, 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: Заявление о намечаемой деятельности «Проект
разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный».

Материалы поступили на рассмотрение: 28.06.2024 г. Вх.KZ45RYS00686321

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.Актау на 260 км. От вахтового посёлка нефтяников Каламкас месторождения находятся на расстоянии 30 и 40 км. Посёлок Каламкас соединён с областным центром автотрассой Актау – Каражанбас – Каламкас (260 км.). Ближайшими населёнными пунктами являются поселки Шибир (35 км) и Каламкас (30-40 км), Акшимрау - 100 км, Тущыкудук - 109 км, Тиген - 149 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. 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 Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведён магистральный нефтепровод Каламкас – Актау. Координаты 45°24'50.27"С, 52°23'33.97". Недропользователь – ТОО «Бузачи Нефть», имеет право недропользования Контракт №792/1 от 02.11.2001г. Горный отвод расположен 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 суши. Каратурун Северо-Восточный и технологическая схема разработки м/р Каратурун Восточный считается неотъемлемой частью настоящего Дополнения №11 к Контракту № 792.

Краткое описание намечаемой деятельности

В «Проекте разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный» рассмотрено 3 варианта. Вариант 2 (рекомендуемый). Рассмотрены три варианта дальнейшей разработки выделенных эксплуатационных объектов, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д. Проведенная технико-экономическая оценка рассмотренных вариантов разработки позволила рекомендовать к реализации на месторождении Каратурун Северо-Восточный вариант разработки 2, который характеризуется наиболее выгодными технико-экономическими показателями как для недропользователя, так и Государства. Описание технологической схемы системы сбора. Принятые решения, отраженные в технологической 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. Буферные емкости оснащены приборами измерения давления и уровня НГС. Нефть из БЕ-1А/Б насосами Н-1А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти на ГУ-2 месторождения Каратурун Восточный (КВ). На нагнетании насосов предусмотрено измерение давления. Транспортирование нефти от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ осуществляется по трубопроводу из стеклопластика СПТ Ду150 Ру5,5 МПа. Отделившийся газ из БЕ-1А/Б поступает на площадку газовых сепараторов ГС-1/2 $V=6,3$ м³ 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-1 и котел операторной; 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. 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. Газосепараторы оснащены приборами измерения давления и уровня. 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, предназначенный для транспортирования газа от ГУ-3 КСВ до точки врезки в газопровод в районе ГУ-2 КВ, выполнен из стеклопластика СВТ Ду200 Ру5,5 МПа. Для сбора конденсата, выделившегося в ГС-1/2, на площадке газосепараторов размещены конденсатосборники КС-1/2 $V=0,2$ м³ каждый, оснащенные приборами измерения уровня. Конденсат по мере заполнения конденсатосборников направляется в дренажную емкость ДЕ-2 $V=8$ м³. Для сжигания аварийных выбросов предусмотрена факельная система, в которую входят: факельный коллектор Ду200, факельный сепаратор ФС-1 $V=4$ м³, 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 $V=8$ м³. Для сбора дренажей с буферных емкостей БЕ-1А/Б и насосов перекачки нефти Н-1А/Б предусмотрена дренажная емкость ДЕ-1 $V=63$ м³. Емкость оснащена уровнемером. Для возврата нефти в цикл подготовки предусмотрена откачка полупогружным насосом НД-1 на манифольд. Для сбора конденсата с ГС-1/2, ФС-1 и линий сброса газа на факел Ф-1 предусмотрена дренажная



емкость ДЕ-2. Емкость оснащена уровнемером. Для возврата конденсата в цикл подготовки предусмотрена откачка полупогружным насосом НД-2 на манифольд.

Описание проектных решений и технологических показателей по рассмотренным вариантам. Дебит нефти, жидкости и газа по месторождению Каратурун Северо-Восточный: в **2024 году** - По жидкости 133,2 тыс.т/год. По нефти 113,5 тыс.т/год. По газу 8,069 млн.м3/год, в **2025 году** - По жидкости 301,9 тыс.т/год. По нефти 245,9 тыс.т/год. По газу 17,5 млн.м3/год, в **2026 году** - По жидкости 383,7 тыс.т/год. По нефти 283,6 тыс.т/год. По газу 19,725 млн.м3/год, в **2027 году** - По жидкости 466,2тыс.т/год. По нефти 301,7 тыс.т/год. По газу 20,325 млн.м3/год, в **2028 году** - По жидкости 529,4тыс.т/год. По нефти 304,6 тыс.т/год. По газу 20,134 млн.м3/год.

Вариант 1 (базовый).

Предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме. Основные технологические показатели:

- рентабельный период разработки – 17 лет (2024-2040 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2028 г. и составляет 317,8 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 535,3 тыс.т и достигается в 2029 г.

- перевод скважин из одних объектов на другие – 3 ед.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 31 ед.;
- темп бурения – 5-7 скв./год;
- фонд добывающих скважин – 48 ед.

Вариант 2 (рекомендуемый).

Предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Основные технологические показатели:

- рентабельный период разработки – 24 года (2024-2047 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2027-2028 гг. и составляет в среднем 303,1 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 546,2 тыс.т и достигается в 2029 г.

- максимальная закачка воды составляет 314,4 тыс.м3 и достигается в 2036 г.;
- перевод скважин из одних объектов на другие – 3 ед.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 33 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 10 ед.;
- темп бурения – 5-7 скв./год;
- фонд скважин – 50 ед., из них: 40 ед. добывающих и нагнетательных – 10 ед.;
- в целом по основным эксплуатационным объектам суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 3262,1 тыс.т (КИН составит 0,464 д.ед.), включая ожидаемую суммарную добычу нефти в период разведки (с февраля по июнь 2024 г.);
- в целом по месторождению КВС суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 3506,7 тыс.т (КИН составит 0,437 д.ед.), включая ожидаемую суммарную добычу нефти в период разведки (с февраля по июнь 2024 г.).

Вариант 3 (альтернативный).

Предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Основные технологические показатели:

- рентабельный период разработки – 11 лет (2024-2034 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2027-2028 гг. и составляет в среднем 448,5 тыс.т;
- проектная добыча жидкости составляет 792,3 тыс.т и достигается в 2028 г.
- закачка воды составляет 382,3 тыс.м3 и достигается в 2031 г.;
- перевод скважин из одних объектов на другие – 3 ед.;



- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 25 ед., из них: 14 ед. с горизонтальными стволами и 11 ед. – вертикальными;
- ввод проектных нагнетательных скважин из бурения – 12 ед.;
- перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд – 3 ед.;
- темп бурения – 6-8 скв./год;
- фонд скважин – 54 ед., из них: 39 ед. добывающих (горизонтальные 14 ед. и 25 ед. – вертикальные) и нагнетательных – 15 ед.

Характеристика продукции: нефть характеризуется по плотности как «средняя». Растворенный газ является «сухим». Описание технических характеристик ГУ-3. Пропускная способность ГУ-3 по жидкости – 2000 м³/сут; Пропускная способность по газу - 4800 м³/ч ($\pm 15\%$); Средняя обводненность газожидкостной смеси на ГУ-3 КСВ – 40-50%. Газовый фактор нефти - 108 м³/т. Предполагаемые размеры – 14,0625 га.

Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 47 год. (Годы и периоды по Рекомендуемому варианту разработки 2024-2047 гг.).

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Ориентировочные максимальные выбросы загрязняющих веществ по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный: по 1 варианту (бурения 31 скважины, эксплуатация) составят – 1617,9501684 тонн, по 2 рекомендуемому варианту (бурения 33 скважин, эксплуатация) - 1720,2465284 тонн, по 3 варианту (бурения 37 скважин, эксплуатация) составят – 1924,8392484 тонн. По 2-му рекомендуемому варианту при эксплуатации по месторождению КСВ составит 32,3565884 т/год или 3,39121326 г/с из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) - 1,804278 т/год (0,320413 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) - 0,293196 т/год (0,052067 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 0,014984 т/год (0,002778 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) - 2,376614 т/год (0,415941 г/с), Углеводороды C1-C5 – 19,318137 т/год (2,207204 г/с), Углеводороды C6-C10 - 3,876697 т/год (0,241192 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 1,567111 т/год (0,051186 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 1,548049 т/год (0,049563 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 1,556896 т/год (0,050309 г/с), 0703 Бенз/а/пирен (1 кл.оп.) - 0,0000004 т/год (0,0000001 г/с), 1325 Формальдегид (2 кл.оп.) - 0,000666 т/год (0,003746 г/с). Предварительные выбросов при бурении от оной добывающей скважины по 2-му рекомендуемому варианту составит – 51,14818 т/год или 22,96677 г/с (2029г), в 2024 год 5 скв. – 255,7409 т/цикл или 114,8338 г/с, в 2025 год 6 скв. – 306,8891 т/цикл или 137,8006 г/с, в 2027/2028 год 7 скв. – 358,0372 т/цикл или 160,7674 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 -, 3123 Кальций дихлорид (Кальция хлорид). Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

На месторождении Каратурун Северо-Восточный отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе. Питьевая (пресная) вода доставляется автоцистернами на договорной основе. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и



устройством для отбора проб воды. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Объекты находятся за пределами водоохраной полосы и водоохраной зоны, на расстояние от – ГУ-3 КСВ 6,8 км от Каспийского моря.

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 видеисточникам, 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.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения в период разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный: по 1 варианту составят – 20586,101 м³/год, по 2 рекомендуемому варианту 21961,293 м³/год, по 3 варианту составят – 24561,6105 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.

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 варианту составят – 17922,561 т/год, по 2 рекомендуемому варианту 19078,5172 т/год, по 3 варианту составят – 21390,7266 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 – 3,18 т, 5 класс Неопасные 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0254 т 3 класс Умеренно опасные 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5 т. 4 класс Мало опасные 16 01 17. ВСЕГО - 3,7054 т/год. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 1 скв. (по 2-му рекомендуемому варианту бурится в 2024 год 5 скв., в 2025 год 6 скв., в 2027/2028 год по 7 скв., в 2029 году 1 скважина, 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 – 2,0663 т, 5 класс Неопасные 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и



механизмов - 0,0635 т 3 класс Умеренно опасные 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 1,1604 т. 4 класс Мало опасные 16 01 17. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, машин и механизмов – 5,7966 т 3 класс Умеренно опасные 13 02 06* Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 567,2961 т 3 класс Умеренно опасные 01 05 05* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0018 т 4 класс Мало опасные 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 1,6399 т 4 клас; Мало опасные 16 07 08. ВСЕГО - 578,0246 т/от 1 скв.

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. Тепло – котельные установки. Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» является развитой инфраструктурой. Обслуживание технологических объектов будут осуществлять существующий на месторождении персонал.

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, грифообразования, 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: «Проект разработки месторождения Каратурун Северо-Восточный», согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 Приложение 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК относится 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 протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

