



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: «Проект разработки месторождения Каратурун Западный».

Материалы поступили на рассмотрение: 04.06.2025 г. Вх. KZ76RYS01185701

Общие сведения

Месторождение Каратурун Западный расположено на севере полуострова Бузачи, в 30 км к восток-северо-востоку от месторождения Каламкас, в юго-западной части залива «Комсомолец», на территории Мангистауской области в 277 км к северу от областного центра – г. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются пос. 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 к востоку от месторождения. К западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северный Бузачи (50 км) и Каражанбас (60 км). В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас – Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи.

Координаты скважин:

№№ КЗ-7 – СШ 45022'50.3778" ВД 52007'17.57094",
КЗ-8 - 45022'50.43443" ВД 52006'58.10128",
КЗ-9 СШ 45022'40.70484" ВД 52006'43.21299",
КЗ-10 СШ 45022'44.99281" ВД 52007'30.30844",
КЗ-11 - СШ 45022'32.11035" ВД 52006'51.13326",
КЗ-12 - СШ 45022'35.95848" ВД 52007'29.85442",
КЗ-13 - СШ 45022'25.18371" ВД 52006'41.20099".

Краткое описание намечаемой деятельности

Описание проектных решений и технологических показателей по рассмотренному варианту 2. Дебит нефти, жидкости и газа по месторождению Каратурун Западный: в 2025 году - По жидкости 16,9 тыс.т/год. По нефти 9,0 тыс.т/год. По газу 0,154 млн. м3/год, в 2026 году - По жидкости 63,1 тыс.т/год. По нефти 33,6 тыс.т/год. По газу 0,577 млн. м3/год, в 2027 году - По жидкости 112,2 тыс.т/год. По нефти 58,4 тыс.т/год. По газу 1,005 млн. м3/год, в 2028 году - По жидкости 134,3 тыс.т/год. По нефти 65,9 тыс.т/год. По газу



1,133 млн. м³/год, в 2028 году - По жидкости 141,8 тыс.т/год. По нефти 65,9 тыс.т/год. По газу 1,133 млн. м³/год.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме. - в целом по месторождению суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 505,7 тыс.т, включая суммарную добычу нефти, произведенную в период разведки; - в целом по месторождению рентабельная нефтеотдача составляет 26,4 %, при обводненности 98,4 %.

Вариант 2 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. При этом организация закачки воды предусматривается для случая, если предполагаемый режим работы залежи не подтвердится, что позволит без ущерба для разработки месторождения своевременно перейти на режим заводнения и поддержания пластового давления. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 49лет (2025-2073 гг.); - проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2028-2029 гг. и составляет в среднем 65,3 тыс.т; - ввод скважин из временной консервации в добывающий фонд – 3 ед.; - ввод скважин из бездействия в добывающий фонд – 1 ед.; - ввод добывающих скважин из освоения в добывающий фонд – 1 ед.; - восстановление ликвидированной скважины в добывающий фонд, проведение интенсификации методом радиального вскрытия пластов (РВП) – 1 ед.; - восстановление ликвидированной скважины в нагнетательный фонд, проведение гидравлического разрыва пластов (ГРП) – 1 ед.; в 2025 год 3 скв., в 2026 год 3 скв., в 2030 год 1 скважина. - ввод проектных добывающих скважин из бурения – 6 ед., бурится в 2026 год 2 скв., в 2027 год 2 скв., в 2028 год - 2 скв.; - ввод проектных нагнетательных скважин из бурения – 2 ед. в 2029 году 2 скв; - перевод скважин из добывающего в нагнетательный фонд – 1 ед.; - темп бурения – 2 скв./год; - максимальный фонд добывающих скважин – 15 ед., из них: 11 ед. – добывающие и 4 ед. – нагнетательные; - в целом по месторождению (эксплуатационному объекту) суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 908,9 тыс.т, включая суммарную добычу нефти, произведенную в период разведки; - в целом по месторождению (эксплуатационному объекту) рентабельная нефтеотдача достигает утвержденной ГКЗ РК величины и составляет 47,5 %, при обводненности 97,9 %.

Вариант 3 (альтернативный). - рентабельный период разработки – 37лет (2025-2061 гг.); - проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2029-2030 гг. и составляет в среднем 75,1 тыс.т; - в целом по месторождению (эксплуатационному объекту) суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 897,3 тыс.т, включая суммарную добычу нефти, произведенную в период разведки; - в целом по месторождению рентабельная нефтеотдача составляет 46,9 %, при обводненности 97,6 %. Характеристика продукции: поверхностная нефть Ю-I горизонта по плотности относится к «тяжелой», «сернистой», «малопарафинистой» и «высокосмолистой». Средняя плотность нефти, 881,4кг/м³. Плотность газа варьирует в пределах 0,711-0,769 кг/м³, 0,764 кг/м³. Растворенный в нефти газ относится к «сухим» газам, что характерно для газов Каратурунской группы месторождений. Предполагаемые размеры – Площадь Геологического отвода, составляет 162,45 кв.км.

В Проекте 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 месторождения Каратурун Западный 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. Групповая установка (ГУ-3 КЗ) состоит из буферных емкостей, сепарационно-измерительного блока, дренажной емкости, насосных агрегатов, щиты автоматической откачки, печей подогрева, узла учета нефти и системы электропитания. Установка предназначена для сбора, учета нефти и газа добываемой продукции и первичной сепарации добываемой жидкости от попутного газа. С АГЗУ-6 продукция всех скважин поступает на печи подогрева нефти (П-1А/1Б). Далее нагретая жидкость в печи до температуры 50-60 оС поступает в буферную емкость первой ступени сепарации (БЕ 1А/1Б), в которых происходит отделение газа от жидкости. Сброс с предохранительных клапанов буферной емкости осуществляется в дренажную емкость (ДЕ-1). Попутный нефтяной газ 1-й ступени сепарации поступает в газосепаратор (ГС-1), где очищается от конденсата и примесей, затем часть нефтяного газа используется в качестве топлива для работы печей (П-1А/1Б), расположенных непосредственно на ГУ-3. Избыток газа под собственным давлением подается по газопроводу в систему газосбора и транспортируется на УПСВ м/р «Каратурун», что обеспечивает полную утилизацию попутного газа. Сброс избыточного давления с предохранительных клапанов газосепаратора осуществляется по трубопроводу в дренажную емкость (ДЕ-1). Аварийный сброс газа с предохранительных клапанов ГС-1 осуществляется путем подключения к проектируемому факельному коллектору высокого давления факельной системы (Ф-1). Газосепаратор оснащен приборами измерения давления и уровня. Для сбора конденсата, выделившегося в ГС-1, на линии газопровода до факельной установки от газосепаратора размещен конденсатосборник (К-1). Конденсат по мере заполнения конденсатосборника направляется в дренажную емкость (ДЕ-1). Разгазированная жидкость, пройдя первую ступень сепарации из буферной емкости (БЕ 1Б/1А) поступает на прием насосов перекачки (Н-1А/1Б) и далее по нагнетательному трубопроводу на узел учета. Жидкость через специальные задвижки направляется на счетчик суммарного учета жидкости и далее по сточному трубопроводу в осевой нефтесборный коллектор, по которому далее транспортируется на УПСВ м/р «Каратурун». Давление в коллекторах на выходе из ГУ-3 составляет в среднем 0,9-1,2 МПа, конечное давление в нефтесборных коллекторах на входе в УПСВ составляет около 0,6 МПа, температура продукции, поступающей на УПСВ, составляет около 35 °С. Дренаж с аппаратов, утечки от сальниковых уплотнений насосов и сброс с предохранительных клапанов производится в дренажную емкость (ДЕ-1). По мере заполнения дренажной емкости производится откачка жидкости насосом (НД-1) в сточный трубопровод на входе в печь или откачивается и вывозится в автоцистерны.

Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 49 год. (Годы и периоды по Рекомендуемому варианту разработки 2025-2073 гг.). Постутилизацию объекта в 2074 год.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Ориентировочные максимальные выбросы загрязняющих веществ по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Западный: по 1 варианту (бурения 5 скважины, расконсервация 4 скважины, эксплуатация) составят – 130,898 тонн, по 2 рекомендуемому варианту (бурения 8 скважин, расконсервация 7 скважины, эксплуатация) 193,632 тонн, по 3 варианту (бурения 7 скважин, расконсервация скважины 5, эксплуатация) составят – 168,962 тонн.

По 2-му рекомендуемому варианту при эксплуатации по месторождению КЗ составит: в 2025 году 12,728 т/год или 3,1934 г/с, в 2026 году 20,353 т/год или 3,2265 г/с, в 2027 году 27,69 т/год или 4,642 г/с, в 2028 году 30,10 т/год или 4,665 г/с, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) - 1,062810 т/год (0,033701 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) - 0,172707 т/год (0,005476 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 0,085724 т/год (0,002718 г/с), Сероводород (2 кл.оп.) - 0,009191 т/год (0,000367 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) - 2,556744 т/год (0,081074 г/с), Метан – 1,720931 т/год (0,054570 г/с), Углеводороды C1-C5 – 13,862318 т/год (4,111066 г/с), Углеводороды C6-C10 - 6,070478 т/год (0,230265 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 1,540363 т/год (0,049286 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 1,499545 т/год (0,047689 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 1,518253 т/год (0,048421 г/с).



Выбросы при бурении от одной скважины по 2-му рекомендуемому варианту составит – 23,489405 г/с или 17,152611 т/год, от 8-ми скважин – 137,221 т/цикл или 187,9152 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 опас. 3, 0328 Углерод, Класс опас. 3, 0330 Ангидрид сернистый, Класс опас. 3, 0337 Углерод оксид, Класс опас. 4, 0342 Фтористые газ. соединения, Класс опас. 2, 0344 Фториды неорг. плохо растворимые, Класс опас. 2, 0415 C1-C5, Класс опас. -, 0416 C6-C10, Класс опасности -, 0703 Бенз/а/пирен, Класс опас. 1, 1325 Формальдегид, Класс опас. 2, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опас. -, 2754 Алканы C12-19, Класс опас. 4, 2902 Взвешенные вещества, Класс опас. 3, 2906 Мелиорант, Класс опас. 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, Класс опас. 3, 2930 Пыль абразивная, Класс опас. -, 3123 Кальций дихлорид Класс опас.

Выбросы при расконсервации скважины по 2-му рекомендуемому варианту составит: от 1 скв. 6,0818491 г/с или 3,758709 т/год, от 7-ми скв. – 42,57 г/с или 26,311 т/год. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности от 1-ой скв., 0123 Железа оксид 0,022575 г/с, 0,001126 т/год, Класс опасности 3, 0143 Марганец и его соединения 0,000537 г/с, 0,000537 т/год, Класс опасности 2, 0301 Азота диоксид 2,19899 г/с, 1,424288 т/год, Класс опасности 2, 0304 Азота оксид 0,355574 г/с, 0,23137 т/год, Класс опасности 3, 0328 Углерод 0,144139 г/с, 0,089039 т/год, Класс опасности 3, 0330 Ангидрид сернистый 0,339974 г/с, 0,222421 т/год, Класс опасности 3, 0337 Углерод оксид 1,78586 г/с, 1,157571 т/год, Класс опасности 4, ОБУВ 50, 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,037245 г/с, 0,038615 т/год, ОБУВ 50, 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 0,00134 г/с, 0,000331 т/год, ОБУВ 30, 0703 Бенз/а/пирен 0,0000041 г/с, 0,000002203 т/год, Класс опасности 1, 1325 Формальдегид 0,03441 г/с, 0,022251 т/год, Класс опасности 2, 2754 Алканы C12-19 0,845655 г/с, 0,546495 т/год, Класс опасности 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния 0,315546 г/с, 0,025162 т/год, Класс опасности 3. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

На месторождении Каратурун Западный 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. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения в период разработки месторождения Каратурун Западный: по 1 варианту составят – 5492,2 м³/год, по 2 рекомендуемому варианту 5965,3 м³/год, по 3 варианту составят – 4623,5 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.

Объемы образуемых отходов по всем вариантам разработки месторождения Каратурун Западный: по 1 варианту составят – 2983,96405 т/год, по 2 рекомендуемому варианту 3711,74275 т/год, по 3 варианту составят – 2702,9579 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, код 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, Опасные, код 16 01 17. **ВСЕГО - 3,7054 т/год.**

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 1 скв. (по 2-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины): Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,1259 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01.



Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0318 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5784 т. 4 класс, Опасные, код 16 01 17. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, машин и механизмов – 1,75 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 06* Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 254,8173 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0015 т, 4 класс, Опасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 0,6533 т, 4 класс, Опасные, код 16 07 08. ВСЕГО - 257,9582 т/от 1 скв., от 8 скв. - 2063,6656 т.

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при расконсервации 1 скв. (по 2-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины): Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,1045 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0127 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5 т. 4 класс мало опасные 16 01 17. Строительные отходы – 2,0 т, 4 класс, Опасные, код 17 01 07. Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 231,6925 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,00045 т, 4 класс, Опасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 0,6 т, 4 класс, Опасные, код 16 07 08. ВСЕГО - 234,91025 т/от 1 скв., от 7 скв. – 1644,37175 т.

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.

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, 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 Западный», 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

