



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: Заявление о намечаемой деятельности на «Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный».

Материалы поступили на рассмотрение: 20.09.2024 г. Вх.KZ75RYS00779774

### Общие сведения

В административном отношении территория месторождения Каратурун входит в состав территории Мангистауского района Мангистауской области. Нефтяное месторождение Каратурун расположено на севере полуострова Бузачи вблизи прибрежной части залива Комсомолец, в 277 км к северу от г. Ақтау, в 180 км от магистрального нефтепровода Узень-Атырау-Самара. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) 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. В 50-60 км к юго-западу от месторождения Каратурун находятся месторождения Каражанбас и Северные Бузачи, в 30 км - месторождение Каламкас. Объект находится за пределами водоохранной полосы и водоохранной зоны, на расстояние от – 2,02 км от Каспийского моря. ГУ-3 КСВ - это координаты за границей территории геологического отвода на расстояние 5,9 км от водоохранной зоны: 45°21'47"-45°27'30" Северной широты и 52°19'41"- 52°28'45" Восточной долготы. ГУ-3 КСВ - это координаты внутри границ территории геологического отвода на расстояние примерно 4,3 км от водоохранной зоны: 45°21'41.19"С, 52°20'32.22"В.

### Краткое описание намечаемой деятельности

Для реализации проекта необходимо обустройство следующих технологических объектов, площадок и сооружений ГУ-3 КСВ (с указанием позиций технологического оборудования согласно технологической схеме):

- Площадка манифольда;
- Площадка буферных емкостей БЕ-1А/Б V=200 м<sup>3</sup> (НГСВ-М-1,6-3400-І-І);
- Площадка насосов нефти ЦНС Н-1А/Б Q=85 м<sup>3</sup>/ч (ZD85-67x6) с узлом учета жидкости;
- Площадка газосепараторов ГС-1/2 V=6,3м<sup>3</sup> (НГС-0,6-1200);
- Площадка узла выхода газа;



- Площадка факельного сепаратора ФС-1 V=4,0 м3 (ФС-1000-1-И);
- Площадка газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1 (ГРПШ-13-2ВУ1);
- Площадка рампы баллонов с пропаном;
- Площадка факела для аварийного сжигания газа Ф-1 (УФМС-150);
- Площадка дренажной емкости ДЕ-2 (ЕП 8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-2 (НВЕ-50/50);
- Площадка дренажной емкости ДЕ-1 (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-1 (НВЕ-50/50);
- Площадка газопоршневых электростанций ГПЭС-1/2 N=150кВт (АГП-150);
- Операторная;
- Межплощадочные трубопроводы.

Для линейной части предусмотрено строительство трубопроводов:

- Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ;
- Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ;

Нефтегазовая смесь подается на ГУ-3 КСВ по подземному нефтепроводу СПТ Ду150 с ГУ-4 пропускной способностью 750м<sup>3</sup>/сут при давлении 0,2 МПа, а также по трубопроводу Ду150 с АГЗУ-4 пропускной способностью 1250м<sup>3</sup>/сут при давлении 0,2 МПа, подключенным к входному манифольду М-1, обеспечивающим возможность замера давления, перекрытия и смешения входящих потоков с выравниванием давления и сглаживания пульсаций расхода, откуда по трубопроводу Ду200 поступает в буферные емкости БЕ-1А/Б V=200 м<sup>3</sup> каждая для дегазации нефтегазовой смеси. Нефтегазовая смесь, подаваемая в буферные емкости БЕ-1А/Б благодаря большому времени пребывания и поддержанию постоянного уровня в емкостях, в регулируемом диапазоне 30-70% от максимального допустимого уровня, при давлении порядка 0,2 МПа (изб.), разделяется на жидкую фазу и попутный нефтяной газ, который отводится из емкостей БЕ-1А/Б по трубопроводу Ду100 в сепаратор газа С-1. Поддержание постоянного уровня нефти в емкостях БЕ-1А/Б обеспечивается за счет применения частотного регулирования приводов насосов Н-1А/Б, обеспечивающих откачку нефти из емкостей БЕ-1А/Б, по данным от датчика уровня в емкостях БЕ-1А/Б. Буферные емкости БЕ-1А/Б оснащены приборами измерения давления, температуры, уровня жидкой фазы, а площадка буферных емкостей БЕ-1А/Б оборудована датчиком загазованности. Емкости БЕ-1А/Б также оснащены предохранительными клапанами, подключенными к линии сброса на факельную установку ФУ-1. Обязка емкостей БЕ-1А/Б позволяет эксплуатировать их полностью независимо, что обеспечивает возможность вывода одной емкости на ремонт, что обеспечивает надежность технологического процесса ГУ-3 КСВ. Нефть, подаваемая насосами Н-1А/Б, проходит через расходомер узла учета жидкости и посредством подземного стеклопластикового нефтепровода СПТ Ду150 Ру5,5 МПа подается на дальнейшую подготовку на площадку ГУ-2 м/р Каратурун Восточный. Также предусмотрен замер давления нефти, подаваемой в нефтепровод. На линии всаса и нагнетания насосов Н-1А/Б предусмотрено измерение давления с обеспечением блокировки работы насосов по низкому давлению на линии всаса, а площадка насосов Н-1А/Б оборудована датчиком загазованности. Работа насосов Н-1А/Б предусматривается в режиме 1 рабочий, 1 резервный. Отделившийся попутный нефтяной газ из емкостей БЕ-1А/Б поступает в сепаратор газа С-1 V=25м<sup>3</sup> для улавливания унесенной капельной жидкости, которая затем отводится в дренажную емкость ДЕ-2. Сепаратор газа оборудован предохранительным клапаном, подключенным к линии сброса на факельную установку ФУ-1, а площадка сепаратора газа С-1 оборудована датчиком загазованности. В обязательном сепаратора газа С-1 предусмотрена байпасная линия, обеспечивающая возможность вывода сепаратора газа С-1 на ремонт или обслуживание без остановки основного технологического процесса ГУ-3 КСВ. Для реализации проекта необходимо обустройство следующих технологических объектов, площадок и сооружений ГУ-3 КСВ: Площадка манифольда; Площадка буферных емкостей БЕ-1А/Б V=200 м<sup>3</sup> (НГСВ-М-1,6-



3400-I-II); Площадка насосов нефти ЦНС Н-1А/Б Q=85 м<sup>3</sup>/ч (ZD85-67x6) с узлом учета жидкости; Площадка газосепараторов ГС-1/2 V=6,3м<sup>3</sup> (НГС-0,6-1200); Площадка узла выхода газа; Площадка факельного сепаратора ФС-1 V=4,0 м<sup>3</sup> (ФС-1000-1-II); Площадка газорегуляторного пункта шкафного ГРПШ-1 (ГРПШ-13-2ВУ1); Площадка рампы баллонов с пропаном; Площадка факела для аварийного сжигания газа Ф-1 (УФМС-150); Площадка дренажной емкости ДЕ-2 (ЕП 8-2000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-2 (НВЕ-50/50); Площадка дренажной емкости ДЕ-1 (ЕП 63-3000-1300-1-2) с полупогружным насосом НД-1 (НВЕ-50/50); Площадка газопоршневых электростанций ГПЭС-1/2 N=150кВт (АГП-150); Операторная; Межплощадочные трубопроводы. Для линейной части предусмотрено строительство трубопроводов: Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-4 КСВ до ГУ-3 КСВ; Нефтепровод из СПТ Ду150 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до ГУ-2 КВ; Газопровод из СВТ Ду200 Ру5,5 МПа (подземный) от ГУ-3 КСВ до точки врезки в районе ГУ-2 КВ.

Общая расчетная продолжительность строительства составляет 11 месяцев. Начало строительства запланировано на 2024 окончание в 2025 году. Эксплуатация с 2025-2034 год.

### **Краткая характеристика компонентов окружающей среды**

Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: в период СМР составит: 5,19648 г/сек или 0,59191 т/год, Загрязняющие вещества относятся к следующим классам опасности: 1 класс опасности: Хром /в пересчете на хром (VI) оксид 0,000167 г/силы 0,000123т/год, Бенз/а/пирен 0,000000316 г/с или 0,000000214 т/год, 2 класс опасности: Азота (IV) диоксид 0,18702 г/с или 0,13825 т/год, Марганец и его соединения 0,001456г/силы 0,0013 т/год, Формальдегид 0,0032 г/с или 0,00233т/год, 3 класс опасности: Азот (II) оксид 0,0303 г/с или 0,02235 т/год, Сажа 0,0163 г/с или 0,01188 т/год, Диметилбензол 0,26208 г/с или 0,0395 т/год, Метилбензол 0,005563г/с или 0,040325т/год, Сера диоксид 0,02781г/с или 0,01817т/год, взвешенные вещества 2,34375г/с или 0,01688т/год, Пыль неорганическая, содержащая SiO<sub>2</sub> в %: 70-20 1.95482 г/с или 0,10288т/год 4 класс опасности: Углерод оксид 0,19138 г/с или 0,13133 т/год, Углеводороды пред.С12-С19 0,126 г/с или 0,05973 т/год, А также уайт спирт 0,01854/с или 0,02605т/год, Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в период эксплуатации: 8,25532 г/сек или 46,39379 т/год. Загрязняющие вещества относятся к следующим классам опасности: 1 класс опасности: Бенз/а/пирен 0,000000036 г/с или 0,000000667 т/год, 2 класс опасности: Азота (IV) диоксид 0,18667 г/с или 4,136197 т/год, Формальдегид 0,00037 г/с или 0,00788т/год, Сероводород 0,00276г/с или 0,01583т/год; 3 класс опасности: Азот (II) оксид 0,03033 г/с или 0,67213 т/год, Сажа 0,0013 г/с или 0,029544 т/год, Диметилбензол 0,013665 г/с или 0,06471 т/год, Метилбензол 0,005563г/с или 0,040325т/год, 4 класс опасности: Углерод оксид 0,23556 г/с или 5,19979 т/год, Углеводороды пред.С12-С19 0,13333 г/с или 2,95443 т/год, А также Смесь углеводородов С1-С5 5,93268г/с или 24,22853т/год, Смесь углеводородов С6-С10 1,6911 г/с или 8,9335 т/год. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

В период строительства предусматривается водопотребление на питьевые, хозяйственные и технические нужды. Вода, используемая для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд, соответствует документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования» (пункт.18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» утв. приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49). Баланс водопотребления и водоотведения на период строительно-монтажных работ. Водопотребление: 435,52 м<sup>3</sup>/цикл. Водоотведение: 205,47 м<sup>3</sup>/цикл. При эксплуатации - водопотребление: 130,2 м<sup>3</sup>/год. водоотведение: 130,2 м<sup>3</sup>/год. Система водоснабжения,



согласно заданию на проектирование, не предусматривается. В проектируемых объектах водопотребители отсутствуют. На период строительно-монтажных работ: Хоз-бытовые нужды – 202,554 м3/цикл, технические нужды – 232,97 м3/цикл. На период эксплуатации: Хоз-бытовые нужды – 130,2 м3/цикл.

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. Лимиты накопления отходов производства и потребления при СМР. Промасленная ветошь – 0,0381т (Код отхода 15 02 02), Тара из-под ЛКМ – 0,0431т (Код отхода 08 01 11), Металлолом – 0,4т (Код отхода 17 04 07), Огарки электродов – 0,01584 т (Код отхода 120113), Строительные отходы – 0,4 т (Код отхода 17 09 04), Коммунальные отходы – 1,95 т (Код отхода 20 03 01). Всего 2,84704 т. Лимиты накопления отходов производства и потребления при эксплуатации. Промасленная ветошь – 0,0127т (Код отхода 15 02 02), Коммунальные отходы – 1,65 т (Код отхода 20 03 01). Всего 1,6627 т. Метод утилизации Сбор и вывоз специализированной организацией по договору.

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.

При эксплуатации. Электроснабжение – ЛЭП, Дизель – генераторная установка (ДГУ) резервная. Общая суммарная установленная мощность всех проектируемых потребителей составляет 224,4 кВт. Расчетная мощность 224,4кВт. При СМР. Электроснабжение – Дизель – генератор. Необходимое количество ГСМ (дизельное топливо) при строительстве – 7,5 т, бензина при строительстве – 4,3 т. При сварочных работах будет израсходовано 400 кг электрода. При покраске металлических конструкций будет израсходовано лакокрасочного материала 1056 кг.

Уровень воздействия при реализации рабочего проекта «Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» 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. Для уменьшения выбросов в приземный слой атмосферы и их воздействия должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- строгое соблюдение технологического регламента работы техники;
- постоянная проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
- применение технологических установок и оборудования, исключающих создание аварийных ситуаций;

Почвенно-растительный покров. необходимо предусмотреть:

- рациональное использование земель, ведение работ в пределах отведенной территории;
- регламентацию передвижения транспорта;



- рекультивация нарушенных земель;
- применение экологически безопасных материалов.

Животный мир. В целях предотвращения гибели объектов животного мира в период строительства должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- максимальное сохранение почвенно-растительного покрова;
- минимизация освещения в ночное время на участках строительства;
- строгое соблюдение технологии производства;
- поддержание в чистоте прилежащих территорий;
- инструктаж рабочих и служащих о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся и т.д.

Поверхностные и подземные воды. Выполнение следующих мероприятий:

- постоянный контроль использования ГСМ на местах стоянки, ремонта и заправки транспортных средств, своевременный сбор и утилизация возможных протечек ГСМ.

Отходы производства и потребления. К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления можно отнести:

- сбор отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);
- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;

В ходе работ предусматривается свести до минимума получение и накопление отходов за счет применения организационно-технических мероприятий.

Намечаемая деятельность: «Модернизация м/р Каратурун Восточный №4 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный»», 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 протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

