



ТОО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»

**Закключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и
(или) скрининга воздействия намечаемой деятельности**

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности
(перечисление комплектности представленных материалов)

Материалы поступили на рассмотрение: №KZ03RYS01242402 08.07.2025 г.
(Дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Намечаемой деятельностью планируется реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район.

Продолжительность срока строительства 8 месяцев. Начало срока строительства II квартал 2026 года.

Месторождение Южное Каратобе в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области, которая расположена в северо-западной части Республики Казахстан. Районный центр, аул Караулкелды, являющийся одновременно железнодорожной станцией, расположен на расстоянии 105км от месторождения Южное Каратобе. Сообщение с ним по профилированной грунтовой дороге (грейдер) и по проселочным дорогам.

Координаты: Угловая точка №1 Сев. Широта: 47°54'52" Вост.Долгота: 56°29'04"
Угловая точка №2 Сев.Широта: 47°55'10" Вост.Долгота: 56°29'49" Угловая точка №3
Сев.Широта: 47°54'51" Вост.Долгота: 56°30'26" Угловая точка №4 Сев.Широта: 47°54'47"
Вост.Долгота: 56°30'21" Угловая точка №5 Сев.Широта: 47°54'29" Вост.Долгота: 56°30'51"
Угловая точка №6 Сев.Широта: 47°53'55" Вост.Долгота: 56°30'55" Угловая точка №7
Сев.Широта: 47°53'12" Вост.Долгота: 56°30'19" Угловая точка №8 Сев.Широта: 47°53'44"
Вост.Долгота: 56°29'08".

Краткое описание намечаемой деятельности

Целью настоящего раздела является обеспечение требования техники безопасности и улучшение обслуживания техническим персоналом площадок повышенной опасности, а также для улучшения технологии подготовки нефти на УПН Ю.Каратобе. В целях улучшения технологического процесса подготовки нефти, а также ввиду изменения технологического режима нефти на УПН Ю.Каратобе, по инициативе Заказчика было принято решение о разработке рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе». Мощность предприятия до реконструкции УПН Ю.Каратобе составляла 117,5 тыс.тонн нефти в год (по данным заключениям от 2017 года). Мощность предприятия после реконструкции УПН Ю.Каратобе составляет 282,8 тыс.тонн нефти в год. На основании задания проектом приняты следующие технологические решения: Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе; Изменение обвязок трубопроводов концевой сепарационной установки; Изменение обвязок трубопроводов компрессорных станций К-1, К-2; Проектирование новой линии газа (Ду150) с врезкой на существующую линию от компрессорных станций К-1, К-2, на существующую линию входа на буферную емкость; Принять высоту КСУ не менее 13 метров от уровня днища существующего РВС-2000 м³; Установка новых компрессорных станций высокого давления ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости.



Изменение по обвязке технологических трубопроводов существующей буферной емкости, с подключением к новым компрессорам К-3, К-4 (Ду150), для откачки газа на существующую линию газа ВД; Целью настоящего раздела является обеспечение требования техники безопасности и улучшение обслуживания техническим персоналом площадок повышенной опасности, а также для улучшения технологии подготовки нефти на УПН Ю.Каратобе. В целях улучшения технологического процесса подготовки нефти, а также ввиду изменения технологического режима нефти на УПН Ю.Каратобе, по инициативе Заказчика было принято решение о разработке рабочего проекта «Реконструкция УПН Ю.Каратобе». Мощность предприятия до реконструкции УПН Ю.Каратобе составляла 117,5 тыс.тонн нефти в год (по данным заключениям от 2017 года). Мощность предприятия после реконструкции УПН Ю.Каратобе составляет 282,8 тыс.тонн нефти в год. На основании задания проектом приняты следующие технологические решения: Перенос площадки КСУ, совместно с двумя существующими компрессорами К-1, К-2 (УВН-4.5,5Ш Ех) за ограждение УПН Ю.Каратобе; Изменение обвязок трубопроводов концевой сепарационной установки; Изменение обвязок трубопроводов компрессорных станций К-1, К-2; Проектирование новой линии газа (Ду150) с врезкой на существующую линию от компрессорных станций К-1, К-2, на существующую линию входа на буферную емкость; Принять высоту КСУ не менее 13 метров от уровня днища существующего РВС-2000м³; Установка новых компрессорных станций высокого давления ВД (К-3, К-4), в количестве 2ед. на участке существующей буферной емкости; Изменение по обвязке технологических трубопроводов существующей буферной емкости, с подключением к новым компрессорам К-3, К-4 (Ду150), для откачки газа на существующую линию газа ВД; Проектирование технологической обвязки с параллельным подключением двух насосов Н-3, Н-4 (линии всасывания и выкида Ду100 для каждого); Замена существующей линии от подпорных насосов до ВРП (Ду200); Монтаж двух шламонакопителей V=200м³; Проектирование дренажной линии от существующих ОВ-25, блока фильтров и БТФ до шламонакопителей; Монтаж шламового насоса для каждого шламонакопителя с линией выкида шлама через БРС на А/Ц; Монтаж погружного насоса для каждого шламонакопителя с выкидной линией воды на существующую линию на ЕП-25м³; Проектирование сливного патрубка с БРС для существующей дренажной емкости ЕП-40.

На УПН Ю.Каратобе предусмотрена 4-х ступенчатая подготовка нефти. 1-ая ступень. Нефтегазовая смесь от добывающих скважин поступает по существующему трубопроводу через АГЗУ на нефтегазовый сепаратор НГС-1 (НГС II-1,6-2000-1), где происходит 1-ая ступень отделения газа от нефти. Газ, отсепарированный в нефтегазосепараторе поступает в сетчатые вертикальные газосепараторы ГС-1, ГС-2 для дополнительной очистки от капельной жидкости – газоконденсата и механических примесей. После вторичной очистки в газосепараторе ГС-3 газ используется на собственные нужды: в котельной, печах нагрева нефти, на запальные устройства дежурных горелок Фвд и Фнд. Также газ используется для выработки электроэнергии в газопоршневой электростанции ГПЭС. На данном этапе отделяется 80-90% газа от нефти. 2-ая ступень. Нефть с остаточным газом поступает по трубопроводу в нефтегазовый сепаратор НГС-2 (НГС II-1,6-2000-1), где происходит 2-ая ступень отделения газа от нефти. Газ отсепарированный в нефтегазосепараторе направляется и сжигается на факеле низкого давления Фнд. На данном этапе отделяется 20-25% газа от нефти. 3-я ступень. Нефть после 2-ой ступени отделения газа от нефти с НГС-2 поступает по трубопроводу в концевую сепарационную установку КСУ (НГС II-1.6-2000-2) где происходит 3-ья окончательная ступень отделения газа от нефти. 4-ая ступень. Нефть с концевой сепарационной установки (КСУ) через буферную емкость БЕ-100 по трубопроводу откачивается существующими насосами ЦНС 38-44 №1, №2 и подается через печь подогрева ПП-1,6 на горизонтальные отстойники ОГ-100, где происходит обессоливание нефти. Затем нефть направляются на технологический резервуар для доведения до товарного качества. Далее подготовленная нефть поступает в товарный резервуар. Нефть проверяют на соответствие требованиям товарного качества. Остаточный газ из КСУ при помощи компрессора перекачки газа отправляется на буферную емкость БЕ-100. От БЕ-100 основная линия газа, при помощи компрессоров К-3 и К-4, направляется на существующую линию газа высокого давления. От БЕ-100 через байпасную линию газ уходит на существующую линию газа низкого давления. Узел очистки газа предназначен для очистки поступающего газа с месторождений Лактыбай и



Ю. Каратобе. Очищенный газ подается на газо-поршневые электростанции (ГПЭС) которое находится за пределами УПН и на поселок Жаркамыс.

Проектируемые объекты находится на территории действующего месторождения Каратобе Южный. Проектируемых объектов будут располагаться за пределами водоохраной зоны – не ближе 500м от реки Жем. Расстояние от месторождения Ю.Каратобе до реки Жем составляет 1,90 км (1900 метров). Согласно мотивированному отказу Республиканское государственное учреждение "Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан" рассмотрев Ваше заявление № KZ48RRC00066524 от 24.06.2025 года, отказывает Вам в выдаче Согласование размещения предприятий и других сооружений, а также условий производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах по причине: Проектная деятельность будет осуществляться вне территории водных объектов и их водоохраных зон и полос, а именно на территории объекта проектирования отсутствуют поверхностные водные объекты, что являются основаниями отказа в оказании государственной услуги согласно Правил. Более, того, в соответствии с компетенцией, вопросы согласования Проектных документации Инспекция осуществляет, в рамках функций определенных пп.7) ст.40 Водного кодекса РК (далее - Кодекс), согласование размещений предприятий и других сооружений, а также условий производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах. Отсюда следует что согласование деятельности на территории за пределами водоохраных зон и полос не относится к компетенции бассейновых инспекций.

На месторождении вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для бытовых нужд – автоцистернами из близлежащего источника. Количество суток: 240; Норма расхода воды: 0,15; Количество человек: 32; На хозяйственно-питьевые нужды: Водопотребление: 4,8 м³/сут, 1152 м³/период. Водоотведение: 4,8 м³/сут, 1152 м³/период. ВСЕГО: Водопотребление: 1152 м³/период; Водоотведение: 1152 м³/период.

По данным РГКП «Казахское Лесоустроительное предприятие», координаты проекта находятся за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

В данной зоне может происходить миграция популяций поверхностного сайгака, кроме того, на территории района встречаются следующие виды диких животных, являющихся охотничьими видами: дикая свинья, волк, заяц, лиса, корсак, степной хорек, барсук и грызуны. Среди птиц, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан, встречаются степной орел, сажка, чернобрюхий рябок и стрепет.

Объемы материалов на период строительства: песок – 3,5 м³; ПГС – 1896 м³; щебень - 353,7 м³; электроды – 0,294 т, лакокрасочные материалы – 0,520 т, дизтопливо – 60,5 т, бензин – 8,0 т. Электроэнергия: строительство: от дизель-электростанции; эксплуатация: подключение к сущ. эл.сетям площадок.

Перечень и количественные значения выбросов загрязняющих веществ на 2025г Железо (II, III) оксиды – кл.оп 3; 0,04242г/с; 0,01924т/год; Марганец и его соединения – кл.оп 2; 0,00104 г/с; 0,00085 т/год; Азота (IV) диоксид - кл.оп 2; 0,07052 г/с; 0,1302597 т/год; Азот (II) оксид кл.оп 3; 0,00552 г/с; 0,019378 т/год; Углерод - кл.оп 3; 0,0071 г/с; 0,01045 т/год; Сера диоксид - кл.оп 3; 0,01888 г/с; 0,0161703 т/год; Углерод оксид - кл.оп 4; 0,16489 г/с; 0,2046874 т/год; Фтористые газообразные соединения - кл.оп 2; 0,00044 г/с; 0,0006 т/год; Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) кл.оп 2; 0,00047 г/с; 0,00064 т/год; Диметилбензол - кл.оп 3; 1,02359 г/с; 0,05897 т/год; Метилбензол - кл.оп 3; 1,35542 г/с; 0,07807 т/год ; Бенз/а/пирен – кл.оп 1; 2,9000000Е-08 г/с; 1,88Е-07 т/год; Бутан-1-ол - кл.оп 3; 0,0002 г/с; 0,00001 т/год; Бутилацетат - кл.оп 4; 0,26323 г/с; 0,01516 т/год; Этилацетат - кл.оп 4; 0,00073 г/с; 0,00004 т/год; Формальдегид- кл.оп 2; 0,00033 г/с; 0,00206 т/год; Пропан-2-он - кл.оп 4; 0,56849 г/с; 0,03274 т/год ; Уайт-спирит - 0,12077 г/с; 0,00696 т/год; Алканы C12-19 - кл.оп 4; 0,14939 г/с; 0,0670719 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 - кл.оп 3; 0,00047 г/с; 0,00064 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 - кл.оп 3; 1,056363 г/с; 0,0062972 т/год; **Всего: 4,8502645г/с; 0,6702947т/год.**



Всего 119,718 тонн/год. Опасные отходы: Промасленная ветошь – 0,0305 тонн/год, Тара из под Краски - 0,21959 тонн/год; Не опасные отходы: Металлолом-0,8609 тонн/год; Огарки сварочных электродов – 0,0291 тонн/год; Строительные отходы – 117т/год; Твердо-бытовые отходы – 1,578 тонн/год.

Намечаемая деятельность - «Реконструкция УПН Ю.Каратобе, Актюбинская область, Байганинский район» (*разведка и добыча углеводородов*) относится к I категории, оказывающей значительное негативное воздействие на окружающую среду в соответствии подпункт 1.3 пункт 1 Раздела 1 Приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

ТОО «Казахтуркмунай» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля для ТОО «Казахтуркмунай». По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха за 2024 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК. По результатам анализов сточных вод, проведенных в 2024 году установлено, что по всем контролируемым ингредиентам не зафиксировано превышений установленных нормативов ПДС. Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (далее СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений, структуры и состава почвенного покрова под влиянием действия природных и антропогенных факторов. Вывод: на территории проектируемого строительства ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует.

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ. В период строительных работ, учитывая, что основными источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника и автотранспорт, большинство мер по снижению загрязнения атмосферного воздуха будут связаны с их эксплуатацией. Основными мерами по снижению выбросов ЗВ будут следующие: - своевременное и качественное обслуживание техники; - использование техники и автотранспорта с выбросами ЗВ, соответствующие стандартам; - организация движения транспорта; - сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу; - для снижения пыления ограничение по скорости движения транспорта; - использование качественного дизельного топлива для заправки техники и автотранспорта. В период эксплуатации основными мероприятиями, направленными на снижение ВЗВ, а также на предупреждение и обеспечение безопасных условий труда являются: - обеспечение полной герметизации технологического оборудования; - выбор оборудования с учетом его надежности и экономичности; - строгое соблюдение всех технологических параметров; - своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования.

Выводы: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует.

При проведении экологической оценки по упрощенному порядку необходимо учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно Протокола, размещенного на «Единый экологический портал» (<https://ecoportal.kz/>).



Руководитель департамента

Ербол Куанов Бисенұлы

