

Казахстан Республикасының
Экология және Табиғи ресурстар
министрлігі Экологиялық реттеу
және бақылау комитетінің Ақтөбе
облысы бойынша экология
Департаменті



Департамент экологии по
Актюбинской области Комитета
экологического регулирования и
контроля Министерства экологии
и природных ресурсов Республики
Казахстан

030007 Ақтөбе қаласы, А.Қосжанов көшесі 9

030007 г.Ақтөбе, улица А.Косжанова 9

АО «КАЗАХТУРКМУНАЙ»

Заключение 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: №KZ63RYS01816338 08.07.2026 г.
(Дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Намечаемой деятельностью планируется дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное.

В рамках проекта разработки сроки реализации работы запланированы в период 2026 – 2051 гг.

Месторождение Каратобе Южное находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Крупным ближайшим населенным пунктом является поселок Жаркамыс, расположенный на правом берегу реки Эмба, на расстоянии 5 км. В 85 км к северо-востоку от района работ находится разрабатываемое месторождение Жанажол с действующим нефтепроводом. Площадь геологического отвода составляет 5,8 га.

Географические координаты угловых точек месторождения Каратобе Южное 1- с.ш. 47°54' 52" в.д. 56°29' 04" 2- с.ш. 47°55' 10" в.д. 56°29' 49" 3- с.ш. 47°54' 51" в.д. 56°30' 26" 4- с.ш. 47°54' 47" в.д. 56°30' 21" 5- с.ш. 47°54' 29" в.д. 56°30' 51" 6- с.ш. 47°53' 55" в.д. 56°30' 55" 7- с.ш. 47°53' 12" в.д. 56°30' 19" 8- с.ш. 47°53' 44" в.д. 56°29' 08".

Краткое описание намечаемой деятельности

В расчётных вариантах разработки в качестве рабочего агента для ППД, как и ранее, рассматривается добываемая вода из водозаборных скважин и попутная вода, добываемая с нефтью, предварительно подготовленная до требуемого качества. При расчёте проектных показателей разработки величину среднего забойного давления в добывающих скважинах по месторождению принимали на текущем уровне. Забойное давление в водонагнетательных скважинах не должно превышать давления гидроразрыва пласта. Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,9 с учётом проведения ПРС, ГТМ и исследовательских работ.

1 вариант. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок ШГН и УЭЦН. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 19 ед., фонд нагнетательных скважин – 7 ед., плотность сетки – 23,1 га/скв. Предусмотрен ряд ГТМ:

ввод из бездействия скважины №27; перевод добывающей скважины №116 под нагнетание; проведение повторного ГРП в добывающих скважинах №63, 66.

2 вариант. Предусматривается разработка месторождения с внутриконтурным и сводовым заводнением. Запланировано бурение 6 добывающих скважин с ГРП в период 2026–2031 гг. с целью уплотнения сетки скважин, ввод из бездействия 1 добывающей скважины.



перевод под нагнетание 2 добывающих скважин, проведение ГРП в 7 добывающих скважинах. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 22 ед., фонд нагнетательных скважин – 7 ед., плотность сетки – 20,7 га/скв. Эксплуатация проектных добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

3 вариант. Разработка месторождения будет осуществляться с организацией систем очагового и площадного заводнения. Предусматривается бурение 11 добывающих и 3 нагнетательных скважин с ГРП в период 2026–2036 гг., ввод из бездействия 1 скважины, перевод под нагнетание 5 добывающих скважин, проведение ГРП на 4 добывающих скважинах. В целом по месторождению фонд добывающих скважин составляет 24 ед., фонд нагнетательных скважин – 13 ед., плотность сетки – 16,2 га/скв. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется механизированным способом при помощи установок УЭЦН.

Сооружение УПН предназначено для подготовки нефти месторождения Каратобе Южное и перекачки по нефтепроводу Ø219х8 мм, L=31 км «Каратобе Южное – Лактыбай» и далее по нефтепроводу Ø245х8 мм, L=81 км «Лактыбай – Кенкияк» на ГНПС «Кенкияк».

Газожидкостная смесь от нефтегазодобывающих скважин по выкидным трубопроводам поступает на автоматизированные групповые установки типа «ОЗНА МАССОМЕР» 400–10–УХЛ1 АГЗУ №1 и АГЗУ №2 для автоматического поочередного замера дебита скважин по нефти и газу. С АГЗУ двумя потоками по трубопроводам Ø219х8 мм направляется в НГС-2-1,6-2000-1 №1 для отделения газа. Перед НГС через БДР-2,5 производится подача деэмульгатора с удельным расходом 40 г/т.

С НГС №1 выделившийся газ поступает в газосепараторы ГС №1 и ГС №2 для дополнительной очистки от капельной жидкости и механических примесей. После вторичной очистки в ГС №3 газ используется на собственные и социально-бытовые нужды (печи подогрева нефти, котельная), направляется на факел высокого и низкого давления, ГТЭС и поселок Жаркамыс через узел очистки газа.

После НГС №1 (I ступень) и НГС №2 (II ступень) отделившаяся нефть поступает на КСУ (III ступень) для полного отделения газа (дегазации). На дату составления отчета КСУ не функционирует, жидкость из НГС поступает в БЕ V=100 м³, отделившийся газ из БЕ-100 направляется на факел низкого давления.

Из буферной емкости БЕ-100 нефтяная эмульсия поступает на технологические насосы Н-1, Н-2 (ЦНСн 60-99), далее через печи подогрева ПП-1,6 №1, №2 и ОГН-100 №2 (I ступень), ОГН-100 №1 (II ступень) поступает в технологический резервуар РВС №4 V=1000 м³, затем через «переток» – в РВС-2000 №1 и №2 V=2000 м³ для отстоя либо повторной деэмульсации («циркуляции»).

При «циркуляции» нефтяная эмульсия насосами внутренней перекачки Н-3, Н-4 (ЦНСн 60-99) через печь подогрева возвращается в тот же резервуар либо перекачивается в другой РВС.

Подготовленная нефть насосами внешней перекачки Н-5, Н-6, Н-7 (ЦНСн 60-330, ЦНСн 105-490) через массовый расходомер нефти «Эмис Масс 260» по межпромысловому нефтепроводу транспортируется на ГНПС «Кенкияк».

При срабатывании предохранительных клапанов излишки газа из НГС №1, №2 и ГС №1, №2 через СППК сбрасываются на факельную линию высокого давления, а из ГС №3, КСУ и БЕ-100 — на факельную линию низкого давления.

Отделившаяся пластовая вода из ОГН-100 №1 и №2 автоматически сбрасывается в РВС системы ППД через ОГВ-25 №1 и №2. Подтоварная вода после отстоя в резервуарах дренируется в ЕП-25, далее через ОГВ-25 №1, №2 и ФКНС поступает в РВС системы ППД с последующей закачкой рабочего агента в нагнетательные скважины.

Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Каратобе Южное используется привозная вода. Хозяйственно-бытовые сточные воды на площадке месторождения отводятся в септики, по мере накопления вывозятся согласно договору.

Представленные географические координаты расположены вне земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. Дополнительное согласование с учреждениями лесного хозяйства в части расположения объекта относительно земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий не требуется.



На территории Байганинского района обитают следующие виды диких животных, являющиеся объектами охоты: лисица, корсак, заяц, барсук, кабан и другие. Из видов птиц, занесённых в Красную книгу Республики Казахстан, на данной территории возможно обитание стрепета, степного орла, саджа, чернобрюхой рябки, балобана и других видов.

Иные ресурсы: Электроснабжение.

По всем вариантам проектом предусмотрено бурение вертикальных эксплуатационных скважин однотипной конструкции:

I вариант — 3 скважины (№№113, 115, 117);

II (рекомендуемый) вариант — 6 скважин (№№113, 115, 117, 118, 119, 120);

III вариант — 14 скважин (№№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129).

По расчетным данным проекта на месторождении Каратобе Южное стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

По I варианту разработки:

при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м – 203,25388 т/год;

при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R – 203,25388 т/год;

при эксплуатации месторождения в 2026–2035 гг. – от 968,7409168 до 667,0660757 т/год.

По II (рекомендуемому) варианту разработки:

при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000 м – 406,507768 т/год;

при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R – 203,25388 т/год;

при эксплуатации месторождения в 2026–2035 гг. – от 1026,793828 до 679,7095358 т/год.

По III варианту разработки:

при строительстве вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м – 948,5181 т/год;

при строительстве резервных скважин №№110R, 111R, 112R – 203,25388 т/год;

при эксплуатации месторождения в 2026–2035 гг. – от 991,906668 до 775,2814125 т/год.

Количества образования отходов при бурении согласно I варианту разработки предусматривается бурение трех вертикальных скважины 113, 115, 117 проектной глубиной 3000 м. Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г. Количества образования отходов при бурении резервных скважин №№110R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла- 0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г.

Количества образования отходов при бурении согласно II варианту разработки предусматривается бурение 6 вертикальных скважин №№113, 115, 117, 118, 119, 120 проектной глубиной 3000 м. Буровой шлам- 2646,084 т/г; Отработанный буровой раствор-2916,806 т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,914 т/г; Отработанные масла-0,210 т/г; Металлолом-0,024 т/г; Огарки сварочных электродов-0,009 т/г; Коммунальные отходы-7,784 т/г; Количества образования отходов при бурении резервных скважин №№110 R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор-1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г; Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г.

Количества образования отходов при бурении согласно III варианту разработки предусматривается бурение 14 вертикальных скважин №№ 113, 115, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 129 проектной глубиной 3000 м. Буровой шлам- 6174,196т/г; Отработанный буровой раствор-6805,882т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 2,134т/г; Отработанные масла-0,491 т/г; Металлолом-0,056 т/г; Огарки сварочных электродов-0,021 т/г; Коммунальные отходы-18,164 т/г; Количества образования отходов при бурении резервных скважин №№110 R, 111R, 112R проектной глубиной 3000м Буровой шлам-1323,042т/г; Отработанный буровой раствор- 1458,40т/г; Промасленные отходы (ветошь)- 0,457т/г;



Отработанные масла-0,105 т/г; Металлолом-0,012 т/г; Огарки сварочных электродов-0,005 т/г; Коммунальные отходы-3,892 т/г.

Намечаемая деятельность - Дополнения к проекту разработки месторождения Каратобе Южное (*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

Намечаемая деятельность будет осуществляться за пределами Каспийского моря (в том числе за пределами заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, вне их охранных зон, за пределами земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; за пределами природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; вне участков размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; вне территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; вне территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; за чертой населенного пункта или его пригородной зоны; вне территории с чрезвычайной экологической ситуацией или зоны экологического бедствия.

Меры по предупреждению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду: обязательное соблюдение всех нормативных правил при реконструкции скважин; периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности, постоянное напоминание всему рабочему персоналу о необходимости соблюдения правил безопасности; Контроль концентраций загрязняющих веществ, образующихся в ходе деятельности, в окружающей среде – не допускать сбросов сточных вод на рельеф местности или водных объектов; используемая при строительстве спецтехника и автотранспорт проходит регулярный технический осмотр и ремонт гидравлических систем для предотвращения утечки горюче-смазочных материалов и загрязнения почв нефтепродуктами; движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала; снять, сохранить и использовать плодородный слой почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель; проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.

Заявление о намечаемой деятельности свидетельствует, об обязательной оценке воздействия на окружающую среду в соответствии пункта 2 статьи 65 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК:

1. Возрастают объем или мощность производства 1.2 пункт 2 статьи 65 Экологическому кодексу Республики Казахстан.

В отчете о возможных воздействиях предусмотреть:

1. Необходимо проработать вопросы воздействия на окружающую среду и ее компоненты при строительстве объекта и при реализации намечаемой деятельности в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280.

2. Представить актуальные данные по текущему состоянию компонентов окружающей среды на территории на момент разработки отчета о возможных воздействиях, в пределах которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований, согласно приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

3. Детально описать и представить Нумерацию, наименование, характеристику источников выбросов, согласно ст.66 Кодекса: В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии: 1) атмосферный воздух. Согласно ст.72 Кодекса, приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической



оценки»: информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие атмосферный воздух.

4. Информацию об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных негативных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия.

5. Необходимо приложить карту схему относительно расположения проектируемого объекта и источников его воздействия до ближайшей жилой зоны и расстояние размещаемых объектов до всех ближайших водоохранных объектов.

6. Согласно пп.1) п.4 ст.72 необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации).

7. Необходимо соблюдать требования п.2 ст.320 Кодекса, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

8. Конкретизировать расстояние до ближайшей жилой зоны, согласно ст.72 Кодекса, приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

9. Обеспечить соблюдение норм статьи 140 Земельного кодекса РК, а именно: - снятие, хранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с повреждением земель; - рекультивация нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств и своевременное вовлечение их в хозяйственный оборот.

10. В соответствии с требованиями статей 125 и 126 Водного кодекса Республики Казахстан, в случае размещения предприятия и других сооружений, производства строительных и других работ на водных объектах, водоохранных зонах и полосах, установленных акиматами соответствующих областей, Инициатору намечаемой деятельности, подлежит реализовать при наличии соответствующих согласований, предусмотренных Законодательствами Республики Казахстан, в т. ч. согласования с бассейновой инспекцией;

При отсутствии на территории установленных на водных объектах водоохранных зон и полос, соответствующее решение о реализации намечаемой деятельности принять после установления водоохранных зон и полос;

Инициатором, пользовании поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан.

В соответствии с п.4 статьи 72 Кодекса, проект отчета о возможных воздействиях должен быть подготовлен с учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.



