

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

ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»

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: №KZ16RYS01699329 24.04.2026 г.
(Дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Намечаемой деятельностью предусматривается дополнение к Проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак по состоянию на 01.01.2026 г.».

Вариант 1 – 42 года (2026-2068 гг.). Вариант 2 – 37 лет (2026-2063 гг.). Вариант 3 – 27 лет (2026-2053 гг.).

В административном отношении месторождение Восточный Жагабулак находится в пределах Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан, в 10 км северо-восточнее разрабатываемого месторождения Жанажол и 3 км западнее месторождения Алибекмола. Областной центр г.Ақтөбе находится в 230 км по шоссейной дороге к северу от рассматриваемого месторождения. Ближайший населенный пункт пос. Жагабулак расположен на расстоянии примерно 3-4 км на северо-западе от месторождения. Поселок городского типа Темир и г.Эмба расположены в 70 км на севере и в 50 км на востоке от месторождения Восточный Жагабулак соответственно. На юго-западе на расстоянии 10-12 км расположен пос. Шубарши.

Площадь горного отвода – 8,9 км², глубина отвода – «минус» 4520 м.

Координаты горного отвода месторождения Восточный Жагабулак: 1. СШ 48°30'29", ВД 57°36'00"; 2. СШ 48°31'44", ВД 57°34'45"; 3. СШ 48°32'37", ВД 57°34'24"; 4. СШ 48°33'17", ВД 57°34'58"; 5. СШ 48°33'17", ВД 57°36'06"; 6. СШ 48°33'00", ВД 57°36'31" 7. СШ 48°31'37", ВД 57°36'26".

Краткое описание намечаемой деятельности

Максимальная годовая добыча по нефти составит 43,4 тыс. т, по жидкости — 50,2 тыс. т, по нефтяному газу — 9,9 млн м³ (1 вариант — базовый).

Максимальная годовая добыча по нефти составит 66,0 тыс. т, по жидкости — 100,9 тыс. т, по нефтяному газу — 15,1 млн м³ (2 вариант — рекомендуемый).

Максимальная годовая добыча по нефти составит 70,3 тыс. т, по жидкости — 426,8 тыс. т, по нефтяному газу — 16,1 млн м³ (3 вариант).

Технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения следующая.

Продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однетрубной лучевой системе, поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) «ОЗНА-Спутник АМС-40-8-400», где производится замер продукции, после чего она по трубопроводу направляется на установку блочной сепарации, отстоя, хранения и налива нефти



(УБСН). Дегазированная нефть вывозится автомобильным транспортом (КамАЗ 44108-91910-10, прицеп НефАЗ-96742-010-04) на Уральский нефтеперерабатывающий завод.

На АГЗУ предусмотрена система закрытого дренажа с насосной откачкой, по которой в случае проведения ремонтных и профилактических работ осуществляется слив продукта с замерной установки и трубопроводов в подземную горизонтальную дренажную емкость типа ЕП-20-2400-1,6-2-Т. Из емкости погружным насосом производится откачка поступившей жидкости в автоцистерны с последующим вывозом на УБСН.

На АГЗУ установлена свеча рассеивания для сброса газа при ремонтных работах и в аварийных ситуациях.

На УБСН производится разделение нефтегазовой смеси на газовую и жидкую фазы, отстой нефти с последующей подачей на пункт налива нефти и сдачи ее потребителю. Проектная мощность установки составляет: по добыче жидкости — 1200 м³/сут, по расходу газа — 110 тыс. м³/сут.

На УБСН предусмотрен контроль уровня загазованности на площадке установки сепарации, площадке резервуарного парка и пункте налива нефти с сигнализацией и регистрацией.

Технология подготовки нефти осуществляется следующим образом: на УБСН нефтегазовая смесь, предварительно нагретая в печи подогрева (поз. 4) до температуры 20–25 °С, поступает на I ступень сепарации в горизонтальный нефтегазовый сепаратор (поз. 5) типа НГС Б-12-1,6-1400, в котором происходит отделение нефти от газа.

В целях учета недропользователем количества попутного газа, извлекаемого из недр, а также оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение технологических потерь при сборе, транспортировке и подготовке добываемой продукции, производится периодический расчет технологических потерь попутного газа с разработкой нормативов для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добычи.

По месторождению Восточный Жагабулак работы по определению технологических потерь нефти не выполнялись. Рекомендуется разработать норматив технологических потерь нефти.

В настоящее время на месторождении Восточный Жагабулак сырой газ максимально используется на собственные нужды в качестве топлива для печей подогрева нефти промысла. Согласно Программе развития переработки сырого газа по месторождению Восточный Жагабулак принято решение продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды. Газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Излишки газа планируется транспортировать на УКПГ месторождения Алибекмола ТОО «КазахойлАктобе».

Сточная вода, выделившаяся в процессе отстаивания нефти в отстойнике (поз. 6), сбрасывается в отстойник сточной воды объемом 55 м³ (поз. 8) для отделения остаточной эмульгированной нефти. Сброс сточной воды осуществляется автоматически путем поддержания уровня воды в заданном режиме.

В отстойнике установлен теплообменник с теплоносителем — диэтиленгликолем — для предотвращения замерзания воды в холодное время года.

Очищенная сточная вода из отстойника (поз. 8) направляется в подземную накопительную емкость объемом 45 м³ (поз. 14б), откуда по мере накопления отгружается встроенным погружным насосом в автоцистерны предприятия ТОО «Реал Ракурс».

Для выбора рациональной системы разработки в рамках намечаемой деятельности рассмотрены три расчетных варианта разработки.

Вариант 1 — базовый. Данный вариант предусматривает дальнейшую разработку нефтяных залежей с использованием существующего эксплуатационного фонда скважин в количестве 5 ед. (№№ 306 и 315 — действующие; №№ 213, 301, 308 — бездействующие) на режиме истощения пластовой энергии при упруго-замкнутом режиме с переходом на режим растворенного газа при снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом.

По результатам проведенного КРС в 2026–2027 гг. планируется вывод из бездействия трех добывающих скважин: №308 — в I полугодии 2026 г.; №213 — во II полугодии 2026 г.; №301 — в 2027 г.



Вариант 2 — рекомендуемый, соответствующий утвержденному варианту в ПР_2019 г. с учетом изменения геологического строения и смещения проектных скважин согласно данным сейсморазведки 3D.

Количество проектных скважин во 2-м варианте осталось без изменений относительно ПР_2019 г.

Таким образом, данный вариант предусматривает: дальнейшую разработку существующими 5 скважинами, при этом в 2026–2027 гг. планируется вывод из бездействия трех добывающих скважин: №308 — в I полугодии 2026 г.; №213 — во II полугодии 2026 г.; №301 — в 2027 г. по результатам проведенного КРС; бурение 6 добывающих скважин, запроектированных в рекомендуемом варианте действующего проектного документа: в 2026 г. — 1 скважина (№319) на границе запасов категории C1 и C2 для решения задач как по добыче, так и по доразведке месторождения; в 2027 г. — 1 скважина (№320); в 2028 г. — 2 скважины (№316, 318); в 2029 г. — 2 скважины (№317, 321); разработку объекта с ППД — организацию системы заводнения через две нагнетательные скважины.

Пробная закачка воды запланирована с 2027 г. с переводом добывающей скважины №213 в нагнетательный фонд для проведения ОПИ с целью определения приемистости пласта и оценки эффективности системы ППД.

По результатам ОПИ в 2029 г. предусмотрен перевод скважины №306 под нагнетание. Перевод данных скважин под закачку будет осуществляться после их обводнения.

Общее количество скважин составит 13 ед. (11 добывающих и 2 нагнетательные скважины).

Вариант 3. Данный вариант отличается от варианта 2 дополнительным бурением еще 3 добывающих скважин (№№ 322, 323, 324).

Все новые скважины располагаются в пределах максимальных нефтенасыщенных толщин пластов по сетке скважин.

Общее количество скважин составит 16 ед. (14 добывающих и 2 нагнетательные скважины).

В 10 км западнее месторождения Восточный Жагабулак в р.Эмбу впадает ее самый крупный приток - р.Темир, а еще через 2 км по направлению к месторождению Эмба принимает еще один приток - пересыхающую р.Талдысу. В 9-10 км от месторождения Восточный Жагабулак на восток, равнину пересекают в направлении с юга на север периодически пересыхающие балки Балабаршин и Ащысай, имеющие сток в р.Эмба.

Ориентировочные объемы водопотребления составят – 1821,204 м³/год (4,9896 м³/сут.), из них на хозяйственно-бытовые нужды – 1051,2 м³/год (2,88 м³/сут.), на питьевые нужды – 17,52 м³/год (0,048 м³/сут), прочие – 752,484 м³/год (2,0616 м³/сут); объемы водоотведения составят – 1802,808 м³/год (4,9392 м³/сут). Ориентировочные объемы водопотребления при строительстве 1 проектной скважины составят 403,6977 м³, объемы водоотведения составят 346,4967 м³.

В рамках намечаемой деятельности рассмотрены три варианта разработки месторождения.

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 1 варианту разработки 2026 год – 16,6122 г/с, 214,6413 т/год; 2027 год – 9,3272 г/с, 140,3602 т/год; 2028 год – 1,9230 г/с, 61,4531 т/год, 2029 год – 1,8631 г/с, 58,8442 т/год; 2030 год – 1,8021 г/с, 56,1867 т/год. Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 2 варианту разработки (рекомендуемый): 2026 год – 40,9533 г/с, 352,3622 т/год; 2027 год – 33,6967 г/с, 278,9333 т/год; 2028 год – 50,7521 г/с, 342,1451 т/год, 2029 год – 50,9526 г/с, 350,4963 т/год; 2030 год – 2,3967 г/с, 80,5464 т/год. Максимальные выбросы по рекомендуемому 2 варианту разработки приходится на 2029 год и составит: 50,9526 г/с, 350,4963 т/год, из них: железо оксиды (Зкл.оп) – 0,0405 г/с, 0,0453 т/год, марганец и его соединения (2кл.оп) – 0,0006 г/с, 0,0018 т/год, азота диоксид (2кл.оп) – 17,8316 г/с, 98,3792 т/год, азота оксид (Зкл.оп) – 2,8933 г/с, 15,8497 т/год, углерод (Зкл.оп) – 0,9996 г/с, 5,7982 т/год, сера диоксид (Зкл.оп) – 3,5417 г/с, 19,7146 т/год; сероводород (2кл.оп) – 0,0017 г/с, 0,0380 т/год, углерод оксид (4кл.оп) – 14,4007 г/с, 80,4008 т/год, фтористые соединения (2кл.оп) – 0,00004 г/с, 0,0003 т/год, метан – 0,0116 г/с, 0,3672 т/год, углеводороды C1-C5 – 0,1607 г/с, 3,8609 т/год, углеводороды C6-C10 – 1,1178 г/с, 27,3021 т/год, бензол (2кл.оп) – 0,0001 г/с, 0,0015 т/год; диметилбензол (Зкл.оп) – 0,0225 г/с, 0,2030 т/год; метилбензол (Зкл.оп) – 0,0001 г/с, 0,0010 т/год, бензапирен (1кл.оп) – 0,00003



г/с, 0,0002 т/год, формальдегид (2кл.оп) – 0,2684 г/с, 1,4412 т/год, метилмеркаптан (4 кл.оп) – 0,0000004 г/с, 0,00001 т/год, масло минеральное – 0,0007 г/с, 0,0005 т/год, уайт-спирит – 0,0113 г/с, 0,0675 т/год, углеводороды C12-C19 (4кл.оп) – 8,8257 г/с, 90,8201 т/год, ингибиторы коррозии – 0,1677 г/с, 5,29 т/год, пыль неорганическая (3кл.оп) – 0,6562 г/с, 0,9110 т/год. Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 3 варианту разработки: 2026 год – 40,9533 г/с, 352,3622 т/год; 2027 год – 33,6967 г/с, 278,9333 т/год; 2028 год – 50,7521 г/с, 342,1451 т/год, 2029 год – 50,9526 г/с, 350,4963 т/год; 2030 год – 26,7755 г/с, 219,5309 т/год.

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения Восточный Жагабулак вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения (без учета бурения) составит 6024,8648 т/год, из них, опасные отходы: абсорбенты, фильтровальные материалы (промасленная ветошь) образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования - 1,27 т/год, люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы образуется вследствие истощения ресурса времени работы - 0,024 т/год, нефтешламы (образуется при хранении, транспортировке, переработке и очистке нефти и нефтепродуктов) – 6,0 т/год, отработанные фильтры (образуются в процессе эксплуатации оборудования) - 0,06 т/год, отработанные аккумуляторы (образуются в процессе эксплуатации оборудования) – 0,184 т/год, отработанные масла (образуются в процессе эксплуатации различных механизмов) – 0,16 т/год, тара из под ЛКМ – 0,03 т/год, неопасные отходы: металлолом (образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов) – 5,0 т/год, смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия – 7,632 т/год, поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи) – 4,2048 т/год, пластовая вода – 6000 т/год. В период реализации намечаемой деятельности предполагается строительство новых скважин и КРС. Ориентировочные объемы образования отходов: 1 вариант разработки: 2026 год – 3854,1495 т/год; 2027 год – 1927,07475 т/год. 2 вариант разработки (рекомендуемый): 2026 год – 5781,52425 т/год; 2027 год – 3854,1495 т/год; 2028 год – 3854,1495 т/год; 2029 год – 3854,1495 т/год. 3 вариант разработки: 2026 год – 5781,52425 т/год; 2027 год – 3854,1495 т/год; 2028 год – 3854,1495 т/год; 2029 год – 3854,1495 т/год; 2030 год - 3854,1495 т/год.

Намечаемая деятельность - «Проекту разработки месторождения Восточного крыла месторождения Кубасай по состоянию на 01.01.2026 г.» (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

Атмосферный воздух. Проведенные исследования качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Восточный Жагабулак в 2025 году позволяют сделать вывод о том, что значения концентраций по всем определяемым веществам находятся в пределах нормативов ПДК и ОБУВ для воздуха населенных мест. Качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ в III квартале 2025 года составили:

Граница СЗЗ «Юг»: диоксид азота — 0,0487 мг/м³; оксид азота — 0,0441 мг/м³; диоксид серы — <0,025 мг/м³; оксид углерода — 2,64 мг/м³; сажа — <0,025 мг/м³; углеводороды C1–C5 — <25 мг/м³; углеводороды C6–C10 — <30 мг/м³; углеводороды C12–C19 — <0,5 мг/м³; сероводород — <0,004 мг/м³; метантиол (метилмеркаптан) — <0,0005 мг/м³.

Граница СЗЗ «Запад»: диоксид азота — 0,0467 мг/м³; оксид азота — 0,0467 мг/м³; диоксид серы — <0,025 мг/м³; оксид углерода — 2,94 мг/м³; сажа — <0,025 мг/м³; углеводороды C1–C5 — <25 мг/м³; углеводороды C6–C10 — <30 мг/м³; углеводороды C12–C19 — <0,5 мг/м³; сероводород — <0,004 мг/м³; метантиол (метилмеркаптан) — <0,0005 мг/м³.



Граница СЗЗ «Север»: диоксид азота — 0,0451 мг/м³; оксид азота — 0,0494 мг/м³; диоксид серы — <0,025 мг/м³; оксид углерода — 2,41 мг/м³; сажа — <0,025 мг/м³; углеводороды С1–С5 — <25 мг/м³; углеводороды С6–С10 — <30 мг/м³; углеводороды С12–С19 — <0,5 мг/м³; сероводород — <0,004 мг/м³; метантиол (метилмеркаптан) — <0,0005 мг/м³.

Граница СЗЗ «Восток»: диоксид азота — 0,0441 мг/м³; оксид азота — 0,0415 мг/м³; диоксид серы — <0,025 мг/м³; оксид углерода — 2,84 мг/м³; сажа — <0,025 мг/м³; углеводороды С1–С5 — <25 мг/м³; углеводороды С6–С10 — <30 мг/м³; углеводороды С12–С19 — <0,5 мг/м³; сероводород — <0,004 мг/м³; метантиол (метилмеркаптан) — <0,0005 мг/м³.

Подземные воды. Программой ПЭК мониторинг подземных вод не предусмотрен.

Поверхностные воды. Мониторинг поверхностных вод предусматривал отбор проб воды из реки Эмба в районе производственной деятельности предприятия: выше и ниже по течению реки.

В целом, согласно результатам исследований за 2025 год, состояние водных ресурсов на месторождении Восточный Жагабулак остается стабильным и не претерпело существенных изменений. Резкие динамические колебания в полученных данных отсутствуют.

Почвенный покров. Результаты проведенных исследований и анализ собранных материалов за 2025 год позволяют сделать вывод о том, что концентрации всех ингредиентов, определяемых в пробах почв, находятся в пределах допустимых норм.

Помимо инструментальных замеров, на территории месторождения проводится визуальное наблюдение за состоянием почв. По результатам мониторинга видимых следов загрязнения почвенного покрова нефтепродуктами, замазученного грунта и иных нарушений не зафиксировано.

Согласно ПЭК, радиационный мониторинг проводится 1 раз в год. По результатам ежегодного радиационного мониторинга на всей территории месторождения Восточный Жагабулак резких изменений радиационной обстановки не обнаружено.

Результаты радиационного мониторинга показали, что показатели радиационных замеров изменялись в пределах 0,08–0,13 мкЗв/ч.

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.



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. Возрастает объем выбросов.

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. 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.

3. 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 приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».

4. Указать предлагаемые меры по снижению воздействий на окружающую среду (мероприятия по охране атмосферного воздуха, мероприятия по защите лесного фонда, подземных, поверхностных вод, почвенного покрова и т.д.) согласно приложению 4 к Экологическому кодексу РК.

5. Разработать план действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

6. 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;

7. 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).

8. Необходимо соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, 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.

9. 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.



10. Необходимо детализировать информацию по описанию технических и технологических решений.

11. Конкретизировать источник водоснабжения, 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», также в соответствии с ст.219 Кодекса: в целях предупреждения вредного антропогенного воздействия на водные объекты экологическим законодательством Республики Казахстан устанавливаются обязательные для соблюдения при осуществлении деятельности экологические требования по охране поверхностных и подземных вод.

12. 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.

13. 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».

14. При проведении работ учитывать розу ветров по отношению к ближайшему населенному пункту.

15. Согласно п.19 Инструкции, краткое нетехническое резюме с обобщением информации, указанной в пунктах 1-17 настоящего приложения, в целях информирования заинтересованной общественности в связи с ее участием в оценке воздействия на окружающую среду. Вместе с тем, согласно п.20 Инструкции, Краткое нетехническое резюме включает: 1) описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, план с изображением его границ; 2) описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков, на которых могут быть обнаружены выбросы, сбросы и иные негативные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов; 3) наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные.

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.

И.о. руководителя департамента

хАйтжанова хНурбига хАбатовна



