

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢГЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

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 «Тасбулат Ойл Корпорэйшн»

Закключение

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

На рассмотрение представлено: «Проект разработки месторождения Туркменой».

Материалы поступили на рассмотрение: 05.08.2026 г. Вх. KZ72RYS01855267

Общее сведения

Комитетом геологии и недропользования Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (Компетентный орган) выдан участок недр (горный отвод) для осуществления операций по недропользованию (рег.№ 4337-УВС-МЭ от 23 сентября 2016 г.) Участок недр расположен в Мангистауской области РК. Нефтегазовое месторождение Туркменой географически расположено в равнинной пустынной части полуострова Мангышлак восточнее поселка Жетыбай и административно входит в состав Мангистауского района Мангистауской области РК. Выбор места определен согласно предоставленным границам горного отвода. Выбор других мест не предусмотрено.

ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» является недропользователем по Контракту №614 на право недропользования для разведки и добычи углеводородного сырья от 12.12.2000 года. Комитетом геологии и недропользования Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (Компетентный орган) выдан участок недр (горный отвод) для осуществления операций по недропользованию (рег.№ 4337-УВС-МЭ от 23 сентября 2016 г.) Участок недр расположен в Мангистауской области РК. Площадь участка недр – 7,13 кв. км. Глубина участка недр – до кровли триасовых отложений.

Координаты угловых точек горного отвода: 43°33'36" в.д; 52°28'03" с.ш; 43°34'06" в.д; 52°28'31" с.ш.; 43°33'37" в.д; 52°30'16" с.ш.; 43°33'06" в.д; 52°31'21" с.ш.; 43°32'29" в.д; 52°30'57" с.ш.; 43°32'29" в.д; 52°30'03" с.ш.; 43°32'52" в.д; 52°29'24" с.ш.; 43°33'08" в.д; 52°28'34" с.ш.

Краткое описание намечаемой деятельности

ТОО «Тасбулат Ойл Корпорэйшн» является недропользователем по Контракту №614 на право недропользования для разведки и добычи углеводородного сырья от 12.12.2000 года. В рамках намечаемой деятельности предусматривается сохранение концепции действующего проектного документа (ПР-2016г). В целом по месторождению предусмотрено бурение трех добывающих скважин по одной скважине ежегодно в период с 2029 по 2031гг. Также предусмотрен перевод 10 скважин между объектами разработки. Кроме того, начиная с 2029 года предусматривается перевод 1-ой скв. для разработки газовой залежи горизонта Ю-8Б. Максимальный фонд действующих добывающих скважин



достигнет 29 ед., нагнетательных 2 ед. и газодобывающих 1 ед. Всего по месторождению Фонд добывающих скважин – 29 ед. Проектно-рентабельный период разработки – 2026-2067 годы. Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1047,8 тыс.т. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 3007,8 тыс.т. Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 8263,9 тыс.т. Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 12007,8 тыс.т. Конечная обводненность – 90,7%. Рентабельный КИН – 0,275 доли ед. Планируемый период проведения ликвидационных работ - ориентировочно с начала 2068 года, после завершения периода разработки месторождения.

В рамках намечаемой деятельности предусматривается сохранение концепции действующего проектного документа. В целом по месторождению предусмотрено бурение трех добывающих скважин по одной скважине ежегодно в период с 2029 по 2031гг. (в 2029г скв. №341, в 2030г скв. №343 и в 2031г скв. №342). Также предусмотрен перевод 10-ти скв. между объектами, из них: в 2026г скв. №55 из III объекта на I объект; в 2027г скв. №24 из III объекта на II объект; в 2028г предусмотрено перевод 2-х добывающих скв. между объектами, из них: скв. №43 из III объекта на II объект и скв. №13 из Возвратного объекта на V объект; в 2028г скв. №34 из Возвратного объекта на IV объект; в 2038г скв. №51 из III объекта на IV объект; в 2047г предусмотрено перевод 3-х добывающих скв. между объектами, из них: скв. №№35, 36, 55 из I объекта на IV объект; в 2038г скв. №42 из III объекта на V объект. перевод 1-ой скв. для разработки газовой залежи горизонта Ю-8Б. Рекомендуемая конструкция скважин:

- Направление 508мм x 40м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктором и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

- Кондуктор 339мм x 1100м. Устанавливается для перекрытия верхних неустойчивых отложений, на устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- Промежуточная колонна 244,5мм x 1550м. Устанавливается для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений, перекрытия неустойчивых пород в водонапорных горизонтах; для перекрытия интервалов осложнений и водоносных горизонтов, для обеспечения безопасного вскрытия продуктивных горизонтов. На устье устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

- Эксплуатационная колонна 168,3мм x 2500м (±250м) Устанавливается для испытания и эксплуатации продуктивных отложений юры и нижнего триаса. Цементируется до устья. В рамках проекта разработки месторождения Туркменской рассмотрены 3 варианта разработки: I(первый) вариант (рекомендуемый) – Вариант предусматривает сохранение концепции действующего проектного документа. В целом по месторождению предусмотрено бурение трех вертикальных добывающих скважин по одной скважине ежегодно в период с 2029 по 2031гг. Также предусмотрен перевод 10 скважин между объектами разработки. Кроме того, начиная с 2029 года предусматривается перевод 1-ой скв. для разработки газовой залежи горизонта Ю-8Б. Максимальный фонд действующих добывающих скважин достигнет 29 ед., нагнетательных 2 ед. и газодобывающих 1 ед. II(второй) вариант – основан на I-м варианте разработки и дополнительно предусматривает бурение двух вертикальных добывающих скважин. Таким образом, в рамках данного варианта предусмотрено бурение пяти новых вертикальных добывающих скважин. Все виды геолого-технических мероприятий (ГТМ) аналогичны I-му варианту разработки. Максимальный фонд действующих добывающих скважин достигнет 31 ед., а нагнетательных 2 ед. III(третий) вариант – основан на I-м варианте разработки и дополнительно предусматривает бурение двух горизонтальных добывающих скважин. Таким образом, в рамках данного варианта предусмотрено бурение трех новых вертикальных и двух горизонтальных добывающих скважин. Комплекс геолого-технических мероприятий (ГТМ) остается аналогичным предусмотренному в I-м варианте разработки. Максимальный фонд действующих добывающих скважин достигнет 31 ед., а нагнетательных 2 ед. Рекомендуемым принят I (первый) вариант разработки, поскольку он



обеспечивает достижение проектных показателей добычи при минимальном объеме нового строительства и наименьшем вмешательстве в окружающую среду. По сравнению со II и III вариантами он предусматривает бурение меньшего количества новых скважин, что позволяет сократить объемы строительных работ, площадь нарушаемых земель, образование отходов, потребление природных ресурсов и выбросы загрязняющих веществ на этапе строительства. С экологической точки зрения данный вариант характеризуется меньшим воздействием на компоненты окружающей среды и более низкими эколог

Продолжительность цикла строительства скважины - 81 сут. строительно-монтажные работы (мобилизация, монтаж) - 15 сут. подготовительные работы к бурению - 6 сут. бурение и крепление - 60 сут. Календарный план бурения скважин представлен ориентировочный и может быть скорректирован при разработке технических проектных документов на строительство скважин после согласования проекта на ЦКРР РК. Постутилизация в рамках намечаемой деятельности не предусматривается. Работы по постутилизации будут осуществлены после завершения контрактных обязательств при условии не продления контракта на недропользование. В соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан недропользователь вправе обратиться за продлением срока действия контракта. В случае продления контракта сроки проведения ликвидационных работ и ликвидации последствий недропользования подлежат корректировке с учетом нового срока действия контракта.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Перечень ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. При бурении 1 добывающей скв.: Железо (II, III) оксиды 3 кл.оп. 0,03175 г/с 0,002731 т/год; Марганец и его соединения 2 кл.оп. 0,002732 г/с 0,0002499 т/год; Азота (IV) диоксид 2 кл.оп. 7,658941079 г/с 36,30248 т/год; Азот (II) оксид 3 кл.оп. 1,244577787 г/с 5,899153 т/год; Углерод 3 кл.оп. 0,470611111 г/с 2,279022 т/год; Сера диоксид 3 кл.оп. 1,322333335 г/с 6,155067 т/год; Сероводород 2 кл.оп. 0,00818817136 г/с 0,04257152919 т/год; Углерод оксид 4 кл.оп. 6,190041554 г/с 29,469625 т/год; Фтористые газообразные соединения 2 кл.оп. 0,0022258 г/с 0,000174 т/год; Фториды неорганические плохо растворимые 2 кл.оп. 0,009802 г/с 0,00066 т/год; Пентан 4 кл.оп. 0,00773005 г/с 0,04037178413 т/год; Метан 0 кл.оп. 0,04118804 г/с 0,21511305354 т/год; Изобутан 4 кл.оп. 0,01114294 г/с 0,05819630769 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0 кл.оп. 0,27931687 г/с 3,87398074561 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 0 кл.оп. 0,0145792 г/с 0,397176 т/год; Бензол 2 кл.оп. 0,0001904 г/с 0,005187 т/год; Диметилбензол 3 кл.оп. 0,00018484 г/с 0,09505416 т/год; Метилбензол 3 кл.оп. 0,00017548 г/с 0,0281782 т/год; Бенз/а/пирен 1 кл.оп. 0,000012157 г/с 0,000060781 т/год; Бутилацетат 4 кл.оп. 0,0000108 г/с 0,0048228 т/год; Формальдегид 2 кл.оп. 0,118411113 г/с 0,5610723 т/год; Пропан-2-он 4 кл.оп. 0,00027777778 г/с 0,1412494 т/год; Масло минеральное нефтяное 0 кл.оп. 0,00004334 г/с 0,0001459 т/год; Уайт-спирит 0 кл.оп. 0,00111111111 г/с 0,44706604 т/год; Алканы C12-19 4 кл.оп. 2,98649058864 г/с 14,301456294 т/год; Пыль неорганическая(2908) 3 кл.оп. 1,88442233863 г/с 0,6720304603 т/год; Пыль неорганическая(2909) 3 кл.оп. 0,02257 г/с 0,712 т/год; При бурении 1 добывающей скв. в 2029 году ВСЕГО: 22,30905988 г/с 101,7048947 т/год; При бурении 1 добывающей скв. в 2030 году ВСЕГО: 22,30905988 г/с 101,7048947 т/год; При бурении 1 добывающей скв. в 2031 году ВСЕГО: 22,30905988 г/с 101,7048947 т/год; При ликвидации (ориентировочно в 2068г.) ВСЕГО: 7,145748925 г/с 27,3234503 т/год; в том числе: Железо (II, III) оксиды 3 кл.оп. 0,0000275 г/с 0,0001782 т/год; Марганец и его соединения 2 кл.оп. 0,000003056 г/с 0,0000198 т/год; Азота (IV) диоксид 2 кл.оп. 2,635744413 г/с 10,4985744 т/год; Азот (II) оксид 3 кл.оп. 0,428308453 г/с 1,7060183 т/год; Углерод 3 кл.оп. 0,174944441 г/с 0,65702 т/год; Сера диоксид 3 кл.оп. 0,407944447 г/с 1,63913 т/год; Сероводород 2 кл.оп. 0,00003232768 г/с 0,0002093644 т/год; Углерод оксид 4 кл.оп. 2,138888888 г/с 8,531 т/год; Фтористые газообразные соединения 2 кл.оп. 0,000001111 г/с 0,0000072 т/год; Диметилбензол 3 кл.оп. 0,01125 г/с 0,0000405 т/год; Бенз/а/пирен 1 кл.оп. 0,000004123 г/с 0,000018035 т/год; Формальдегид 2 кл.оп. 0,041616669 г/с 0,164084 т/год; Уайт-спирит 0



кл.оп.0,01125 г/с 0,0000405 т/год; Алканы C12-19 4 кл.оп. 1,01673549632 г/с 4,0132636356 т/год; Пыль неорганическая 3 кл.оп. 0,278998 г/с 0,1138464 т/год;

Водоснабжение. Источниками водоснабжения месторождения являются привозная питьевая и техническая вода, поставляемая специализированной организацией на договорной основе. В качестве резервного источника питьевого водоснабжения используется бутилированная питьевая вода. Питьевая и техническая вода для хозяйственно-бытовых и производственных нужд доставляется автоцистернами. Поскольку водоснабжение осуществляется исключительно за счет привозной воды, воздействие на поверхностные и подземные водные ресурсы отсутствует. В связи с этим непосредственного влияния проектируемой деятельности на водный объект не ожидается.

Вид водопользование - общее. Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа № 26 от 20 февраля 2023 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества. На технологические нужды будет использоваться техническая вода. Вода питьевого качества будет использоваться на питье, приготовление пищи, прачечных, душевых, туалетах. Для производственной и хозяйственно-бытовой деятельности предприятия используется питьевая и техническая вода. Поверхностного и подземного водозабора нет. Специальное водопользование не планируется.

Предполагаемые объемы отходов При бурении 1 (одной) добывающей скважины в 2029 году ВСЕГО: 1486,874 т/год. В том числе: опасные отходы: Буровой шлам(010505)-708,3219829т; Отработанный буровой раствор(010505*)-619,5931675т; Буровые сточные воды(010506*)-68,70488753т; Промасленная ветошь (150202*)-0,1724т; Тара из-под химреагентов (металлические бочки, мешкотара, биг бег)(150110*)-1,8т; Промасленные фильтры(160107*)-0,038т; Отработанное масло по дизель-электростанциям(130206*)-1,227372т; Тара из-под лакокрасочных материалов(080111*)-0,114т; Медицинские отходы(180103*)-0,01т; Отработанная оргтехника и картриджи(200136)-20 т; Макулатура бумажная и картонная(200101)-0,8т; Ртутьсодержащие отходы(050701*)-0,06т; Тара, загрязненная нефтепродуктами(160708*)-0,575т; Отработанные аккумуляторные батареи(200133*)-0,29т; Отработанные батарейки(160604)-0,00125т; Шлам от мойки авто(170503*)-0,1248т; Песок, щебень, грунт, загрязненные нефтепродуктами(170503*)-0,736т; Использованная спецодежда(150202*)-0,5т; Отходы соляно-кислотной обработки (СКО)(060102*)-8,96т; неопасные отходы: Огарки электродов(120113)-0,012т; Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)(200301)-18,53т; Отработанные автошины(160103)-6,583т; Строительные отходы(170107)-10т; Металлолом(170407)-10т; Пищевые отходы(200301)- 9,72т; При бурении 1 добывающей скважины в 2030 году ВСЕГО: 1486,874 т/год.; При бурении 1 добывающей скважины в 2031 году ВСЕГО: 1486,874 т/год.; При ликвидации (ориентировочно в 2068г.) ВСЕГО: 2,952765 т/год. В том числе: опасные отходы: Промасленная ветошь(150202*)-0,127т; Люминесцентные лампы(200121*)-0,000017т; Промасленные фильтры(160107*)-0,036т; Отработанное масло по дизель-электростанциям(130206*)-2,493748т; неопасные отходы: Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)(200301)-0,296т;*

В предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности отсутствует зеленые насаждения, планируемые к вырубке или переносу, особо охраняемые природные территории и лесозащитная санитарная зона.

Виды объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных: виды объектов животного мира, не предусматриваются.



Нет необходимости

Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – временное. Уровень воздействия характеризуется как минимальный. Учитывая характер технического процесса, выбросы не будут постоянными, их объемы будут изменяться в соответствии с техническими операциями и сочетания используемого в каждый момент времени оборудования. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух несут кратковременный характер. После окончания работ воздействие прекратится, а показатель качества атмосферного воздуха не претерпит никаких изменений.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий:

Для предупреждения, исключения и снижения возможных форм неблагоприятного воздействия на ОС предполагает выполнение мероприятий по защите окружающей среды: Выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников; Организация рациональной системы водопотребления и водоотведения на период работ; Рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных земель от хозяйственной и иной деятельности ; Озеленение территорий административно-территориальных единиц; Содержание в исправном состоянии мусоросборных контейнеров и др. мероприятия запланированные природопользователем. Необходимо соблюдение требований Экологического кодекса РК. Вывоз производственных отходов, образующиеся в результате деятельности с территории месторождения для утилизации и переработки, осуществлять подрядной организацией, имеющей лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов согласно п.1 статьи 336 ЭК РК. Также должны быть осуществлены мероприятия при осуществлении намечаемой деятельности согласно приложению 4 Экологического кодекса РК.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки месторождения Туркменой.», 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

