

KZ76RYS01289491

05.08.2025 г.

Заявление о намечаемой деятельности

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:
для физического лица:

фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), адрес места жительства, индивидуальный идентификационный номер, телефон, адрес электронной почты;

для юридического лица:

Акционерное общество "СНПС - Актөбемунайгаз", 030006, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТӨБЕ Г.А., Г.АКТӨБЕ, РАЙОН АЛМАТЫ, Проспект 312 Стрелковой дивизии, дом № 3, 931240001060, , 87013293298, shevchuk@cnpc-amg.kz

наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

2. Общее описание видов намечаемой деятельности, и их классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс) «Проект разработки месторождения Жанажол» Классификация: согласно приложению 1 Раздел 2 п. 2 Недропользование пп 2.1 Разведка и добыча углеводородов. АО «СНПС-Актөбемунайгаз» является объектом 1 категории опасности..

3. В случаях внесения в виды деятельности существенных изменений:
описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса) Ранее оценка воздействия на окружающую среду не проводилось.;
описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее было выдано заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду (подпункт 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса) Ранее скрининг воздействий намечаемой деятельности не проводилось..

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол находится в Мугоджарском районе Актюбинской области РК в 240 км к югу от г. Актөбе, между Мугоджарскими горами и долиной реки Эмба. Ближайшими населенными пунктами являются усадьба совхоза Жанажол, расположенная в 15 км к северо-востоку и действующий нефтепромысел Кенкияк, расположенный в 35 км к северо-западу. Ближайшая железнодорожная станция Эмба на линии Москва - Средняя Азия находится в 100 км от площади. Производственное предприятие НГДУ «Октябрьскнефть» АО «СНПС-Актөбемунайгаз» расположено в городе Кандыгааш, в 130 км на север от месторождения Жанажол. В непосредственной близости находятся нефтяные месторождения: Алибекмола, Кенкияк надсолевой и подсолевой, Лактыбай, Кокжиде и другие. В среднем расстояние от г.Актөбе до Вахтового поселка Жанажол 244км – дорога асфальтированная, от вахтового поселка до буровой площадки около 20км.Выбор других мест для осуществления деятельности по Контракту не предусмотрен..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции

Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актюбемунайгаз», осуществляющий свою деятельность на основании Контракта №76 от 26 сентября 1997г., заключенного на основании лицензии Серия МГ №252 (нефть) на право пользования недрами в Республике Казахстан, между Государственным Комитетом Республики Казахстан по инвестициям и Акционерным обществом «Актюбемунайгаз» и Китайской Национальной корпорацией по нефтегазовой разведке и разработке, на проведение операций по углеводородам на месторождениях Жанажол, Кенкияк (надсолевой) и Кенкияк (подсолевой). В 2022г к Контракту №76 было подписано Дополнение №7 сроком на 20 лет. Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол в тектоническом отношении относится к Жанажольской ступени, расположенной на восточной бортовой части Прикаспийской впадины. Месторождение Жанажол, открытое в 1978 году, является крупным месторождением со сложным геологическим строением. Залежи приурочены к двум карбонатным толщам КТ-I и КТ-II. Мощность месторождения за 2025г в целом по месторождению: 1. Добыча нефти - 950,2 тыс.т 2.;Добыча жидкости - 1771,1 тыс.т; 3.Закачка воды - 6858,11 тыс.м3; 4.Добыча нефтяного газа - 992,76 млн. м3;5.Добыча свободного газа - 1648,06 млн. м3;6.Добыча конденсата - 148,95 тыс.т;7.Закачка газа – 0,0 млн.м3.Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину - 3,88 т/сут; Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину – 7,23 т/сут; Среднегодовой дебит растворенного газа на 1 скважину - 9,22 м3/сут; Приемистость 1 водонагнетательной скважины, - 63,71 м3/сут. Добыча по Жанажол за 2026г в целом по месторождению: 1. Добыча нефти - 918,5 тыс.т;2. Добыча жидкости - 1774,1 тыс.т;3. Закачка воды - 6736,09 тыс.м3 ; 4. Добыча нефтяного газа - 1021,85 млн. м3;5.Добыча свободного газа - 1520,97 млн. м3;6. Добыча конденсата - 134,07 тыс.т;7.Закачка газа – 0,0 млн.м3;Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину - 3,73 т/сут; Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину – 7,20 т/сут;Среднегодовой дебит растворенного газа на 1 скважину - 9,31 м3/сут;Приемистость 1 водонагнетательной скважины, - 61,35 м3/сут.Добыча по Южному Жанажол за 2026г: 1.Добыча нефти – 10,6 тыс.т;2. Добыча жидкости – 15,4 тыс.т;3. Закачка воды – 16,4 тыс.м3 ;4. Добыча нефтяного газа – 6,1 млн. м3;5.Добыча свободного газа – 0,0 млн. м3;6. Добыча конденсата – 0,0 тыс.т;7. Закачка газа – 0,0 млн.м3;Среднегодовой дебит нефти на 1 скважину – 65,43 т/сут; Среднегодовой дебит жидкости на 1 скважину – 95,07 т/сут;Среднегодовой дебит растворенного газа на 1 скважину – 37,95 м3/сут;Приемистость 1 водонагнетательной скважины, - 101,17 м3/сут..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Для расчета технологических показателей разработки и обоснования коэффициентов извлечения нефти рассмотрены 3 варианта с различной системой разработки с бурением новых нефтедобывающих скважин для уплотнения сетки выделенных объектов разработки, с учетом текущей разбуренности залежей продуктивных горизонтов. Ниже приведены описания вариантов разработки по месторождению в целом: Вариант 1 является базовым. Данный вариант предусматривает разработку объекта существующим фондом скважин без дополнительного бурения. Вариант 2 предусматривает сохранение концепции рекомендуемого варианта действующего проектного документа (ПР-2019г). В целом, по данному варианту предусматривается ввод из бурения 44 проектных скважин из которых 14 нагнетательных, проведение дострела в 173 скважинах, из которых 4 будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг. Вариантом запланировано бурение скважин дублеров. Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Всего запланировано бурение 33 скважин-дублёров. Также с целью усиления ППД предусматривается перевод под закачку воды 29 добывающих скважин. Также предусматривается перевод 19 скважин в газодобывающие скважины, из них 3 скважины (№ 167, 653, 5162) будут работать совместно на пачках Аюг и Бюг. Вариант 3 (рекомендуемый) предусматривает бурение проектных скважин в общем количестве – 72 ед. в период с 2025 -2035гг. (52 ед. – проектные добывающие скважины, 20 ед. – проектные нагнетательные скважины), из них 60 ед. на Жанажол и 12 ед. на Южный Жанажол. Также по данному варианту планируется бурение бокового ствола по 62 скважинам, проведение дострела по 173 скважинам. С целью усиления существующей системы ППД 35 добывающих скважин переводятся под нагнетание воды. Планируется перевести нефтедобывающую скважину под добычу газа в количестве 45 ед..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) Продолжительность цикла строительства наклонно-направленных скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы – 20; - подготовительные работы к бурению – 25; - бурение и крепление – 140; - Испытание 24. Продолжительность цикла строительства вертикальных скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы – 20; - подготовительные работы к бурению – 25; - бурение и крепление – 95; - Испытание 24. Продолжительность бурение бокового ствола, сут. в том числе: - строительно-монтажные

работы – 20; - подготовительные работы к бурению – 25; - бурение и крепление – 45; - Испытание 24. Продолжительность бурение горизонтальных скважин КТ II, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы – 20; - подготовительные работы к бурению – 25; - бурение и крепление – 140; - испытание 24. Продолжительность бурение горизонтальных скважин КТ I, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы – 20; - подготовительные работы к бурению – 25; - бурение и крепление – 120; - испытание 24. Начало реализации намечаемой деятельности в 2025 г. после получения всех необходимых разрешений. Ликвидация последствий недропользования по завершению контракта если не будет продления либо по завершению разработки месторождения в 2090 году. Однако согласно действующего законодательства недропользователь имеет право на продление контракта, в связи с этим ликвидация последствий может передвинуться по результатам продления контракта на недропользование. Постутилизация в рамках намечаемой деятельности не планируется..

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и постутилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования АО «СНПС-Актобемунайгаз» в соответствии с Контрактом №968 от 06.06.2002г. предоставлено право на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах блоков XXIII-22-B (частично), С (частично), Е (частично), F (частично), 23-A (частично), D (частично); XXIV-21-C (частично), F (частично), 22-A (частично), В (частично), С (частично), D, Е (частично), F (частично), 23-A (частично), D (частично); XXV-21-C (частично), Е (частично), F, 22-A, В (частично), D, Е (частично). Согласно Дополнению №14 (№5155-УВС от 31.12.2022г.) к Контракту №968 срок действия периода продлен до 31.12.2025г. Площадь участка недр Южный Жанажол –22,57 кв. км. Согласно контракта №76 от 08.12.1997г. Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актобемунайгаз». Срок действия контракта 23.06.2025г. Площадь участка недр Жанажол –199,3088 кв.км.(19930,88га) согласно действующего законодательства недропользователь имеет право на продление контрактов.;

2) водных ресурсов с указанием:

предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохранных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности Водоснабжение. Источников пресной воды в районе проектируемых работ нет. Водоснабжение водой для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой. Для производственно-технического водоснабжения (поддержание пластового давления) используется вода согласно Разрешения на специальное водопользование № KZ96VTE00020095 серия Пес.Эмба (подземка). Производственно-техническое и хозяйственно-питьевое водоснабжение объектов Жанажольского нефтегазоперерабатывающего комплекса и ПТЭС-160 Расширение ГТЭС-45 АО «СНПС-Актобемунайгаз» используется вода согласно Разрешения на специальное водопользование Номер: KZ08VTE00029148 Серия: Пес.Эмба (подземный). Месторождение Жанажол разделено рекой Атжаксы.. Также по территориям месторождения Жанажол и по территории месторождения Южный Жанажол протекает река Эмба. Проектные скважины проектируемый в рамках намечаемой деятельности располагаются на расстоянии не менее 500м., что говорит о том, что расположение скважин находится за пределами водоохранной зоны реки В процессе работ, на территории проводимых работ, будет производиться обваловка территории на высоту не менее 1,8 метра, после завершения работ в радиусе 25м. от устья скважины производится обваловка на высоту не менее 1,5 метра. Согласно географическим координатам отводов пески Кокжиде располагаются на расстоянии 1000м. Проектируемый объект расположен за пределами водоохранной зоны и водоохранной полосы реки.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Вид водопользование - общее. Работающий персонал будет обеспечен водой, удовлетворяющей требованиям Приказа № 26 от 20 февраля 2023 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»;

объемов потребления воды Предварительный максимальные объемы водопотребления и водоотведения согласно разрешённым по специальному водопользованию.;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов 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. Однако если специальное водопользование понадобится, то в обязательном порядке компанией недропользователем будут получены соответствующие разрешительные документы согласно действующих Законов РК. Водопотребление и утилизация сточных вод осуществляется на основании договора со специализированной организацией.;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) АО «СНПС-Актобемунайгаз» в соответствии с Контрактом №968 от 06.06.2002г. предоставлено право на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах блоков XXIII-22-В (частично), С (частично), Е (частично), F (частично), 23-А (частично), D (частично); XXIV-21-С (частично), F (частично), 22-А (частично), В (частично), С (частично), D, Е (частично), F (частично), 23-А (частично), D (частично); XXV-21-С (частично), Е (частично), F, 22-А, В (частично), D, Е (частично). Согласно Дополнению №14 (№5155-УВС от 31.12.2022г.) к Контракту №968 срок действия периода продлен до 31.12.2025г. Площадь участка недр Южный Жанажол –22,57 кв. км. Согласно контракта №76 от 08.12.1997г. Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актобемунайгаз». В 2022г к Контракту №76 было подписано Дополнение №7 сроком на 20 лет. Площадь участка недр Жанажол – 19930,88 гектара. Вид недропользования разведка и добыча углеводородов. Географические координаты месторождения Жанажол: 1. 48° 12' 00" с.ш. 57° 18' 12" в.д.; 2. 48° 13' 18" с.ш. 57° 17' 36" в.д. ; 3. 48° 13' 18" с.ш. 57° 25' 06" в.д. ; 4. 48° 14' 54" с.ш. 57° 11' 18" в.д. ; 5. 48° 15' 00" с.ш. 57° 17' 00" в.д. ; 6. 48° 15' 24" с.ш. 57° 16' 18" в.д. ; 7. 48° 17' 36" с.ш. 57° 18' 42" в.д. ; 8. 48° 18' 48" с.ш. 57° 22' 12" в.д. ; 9. 48° 19' 12" с.ш. 57° 23' 42" в.д. ; 10. 48° 20' 00" с.ш. 57° 23' 30" в.д. ; 11. 48° 20' 12" с.ш. 57° 24' 42" в.д. ; 12. 48° 22' 06" с.ш. 57° 24' 48" в.д. ; 13. 48° 22' 36" с.ш. 57° 25' 24" в.д. ; 14. 48° 22' 42" с.ш. 57° 26' 54" в.д. ; 15. 48° 23' 24" с.ш. 57° 28' 30" в.д. ; 16. 48° 24' 36" с.ш. 57° 28' 18" в.д. ; 17. 48° 25' 06" с.ш. 57° 31' 24" в.д. ; 18. 48° 24' 30" с.ш. 57° 33' 24" в.д. ; 19. 48° 23' 24" с.ш. 57° 33' 42" в.д. ; 20. 48° 22' 06" с.ш. 57° 32' 48" в.д. ; 21. 48° 21' 00" с.ш. 57° 31' 36" в.д. ; 22. 48° 18' 36" с.ш. 57° 30' 06" в.д. ; 23. 48° 16' 18" с.ш. 57° 27' 00" в.д. ; 24. 48° 16' 00" с.ш. 57° 25' 24" в.д. ; 25. 48° 16' 36" с.ш. 57° 25' 06" в.д. ; 26. 48° 16' 24" с.ш. 57° 24' 30" в.д. ; 27. 48° 16' 00" с.ш. 57° 24' 36" в.д. ; 28. 46° 18' 12" с.ш. 57° 21' 54" в.д. ; 29. 48° 13' 48" с.ш. 57° 20' 48" в.д. Географические координаты Горного отвода южной части месторождения Жанажол (2022г.): 1. 48° 12' 01" с.ш. 57° 14' 36" в.д.; 2. 48° 13' 18" с.ш. 57° 14' 47" в.д.; 3. 48° 13' 18" с.ш. 57° 17' 36" в.д.; 4. 48° 12' 00" с.ш. 57° 18' 12" в.д.; 5. 48° 13' 48" с.ш. 57° 20' 48" в.д.; 6. 48° 13' 27" с.ш. 57° 21' 54" в.д.; 7. 48° 13' 36" с.ш. 57° 22' 58" в.д.; 8. 48° 12' 01" с.ш. 57° 22' 53" в.д.; 9. 48° 11' 60" с.ш. 57° 21' 0" в.д.; 10. 48° 11' 60" с.ш. 57° 16' 0" в.д.;;

4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации В предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности отсутствует плодородный слой и зеленые насаждения, планируемые к вырубке или переносу, особо охраняемые природные территории и лесозащитная санитарная зона.;

5) видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием :

объемов пользования животным миром Предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования нет необходимости; иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных нет необходимости;;

предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования Отсутствует. ;

иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных Отсутствует. ;

операций, для которых планируется использование объектов животного мира Отсутствует. ;

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования Нет необходимости;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Риски отсутствуют.

9. Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей) Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1(одной) скважины: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)5,5029561955 г/с;32,848267925 т/год;Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)0,892146667 г/с;5,27176 т/год; Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)0,37888889 г/с;2,252 т/год;Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)0,792579999 г/с;5,16068 т/год; Сероводород (Дигидросульфид) (518)0,000009772 г/с;0,0000068404 т/год;Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)4,609538889 г/с;28,5749 т/год;Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)0,000008291 г/с; 0,000049588 т/год;Формальдегид (Метаналь) (609)0,094366667 г/с;0,54056 т/год;Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)2,26970245 г/с; 13,5144361596 т/год;Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)0,35095 г/с;1,93358 т/год;В С Е Г О : 14,8911478 г/с; 90,09624051 т/ год. При строительстве 72(семидесяти двух) скважин ВСЕГО: 1072,16264 г/сек; 6486,929316 т/год. Ожидаемые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при бурении бокового ствола 1(одной) скважины: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)5,5029561955 г/сек;32,848267925 т/год;Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)0,892146667 г/сек;5,27176 т/год;Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)0,37888889 г/сек;2,252 т/год;Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)0,792579999 г/сек;5,16068 т/год; Сероводород (Дигидросульфид) (518)0,000009772 г/сек;0,0000068404 т/год;Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)4,609538889 г/сек;28,5749 т/год;Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)0,000008291 г/сек; 0,000049588 т/год;Формальдегид (Метаналь) (609)0,094366667 г/сек;0,54056 т/год;Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)2,26970245 г/сек;13,5144361596 т/год;Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)0,35095 г/сек;1,93358 т/год;В С Е Г О : 14,8911478 г/сек;90,09624051 т/год. . При бурении бокового ствола 62(шестидесяти двух) скважин: ВСЕГО: 923,2511649 г/сек; 5585,966912 т/год. Эксплуатация согласно проекту НДВ. Выбросы не будут постоянными, будут временными и локальными. Бурение скважин запланировано в период за 2025года по 2035гг по Жанажол. По Южному Жанажол бурение скважин запланировано за период 2026г-2032г. В рамках намечаемой деятельности, превышения пороговых значений, установленных правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, не планируется..

10. Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей В рамках проекта сбросы не планируются. Сбросы согласно проекта НДС..

11. Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Промасленная ветошь собирается в специальные контейнеры и вывозится на полигон. Уровень опасности промасленной ветоши (ветошь обтирочная) – 15 02 02* – опасные отходы. Тара из-под химреактивов (мешкотара и пластмассовые бочки). мешкотара – 15 01 01 неопасные отходы. пластмассовые бочки – 15 01 02 неопасные отходы. Тара вывозится по договору на утилизацию. Отходы бурения передаются сторонним специализированным организациям согласно договору. Буровой шлам (БШ) 01 05 05* Отработанный буровой раствор (ОБР) 01 05 05* - опасные отходы. Отработанные масла 13 02 06* – опасные отходы. Отработанные масла используются повторно в производстве для смазки деталей. Твердые бытовые отходы 20 03 01- неопасные отходы. ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору со специализированной организацией. Передача отходов должна осуществляться со специализированной организацией, имеющей

лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов согласно п. 1 статьи 336 на основании договора. При строительстве 1(одной) скважины Всего отходов – 989,267 т/год. В т.ч. буровой шлам – 770,30 т/год; ОБР– 210,91 т/год; Отработанные масла – 6,68 т/год; Промасленная ветошь – 0,127 т/год; Мешкотара — 0,15 т/год; Пластмассовые бочки – 0,35 т/год; ТБО– 0,75 т/год. При строительстве 72(семидесяти двух) скважин Всего отходов – 71227,22 т/год. В т.ч. буровой шлам – 55461,6 т/год; ОБР– 15185,52 т/год; Отработанные масла – 480,96 т/год; Промасленная ветошь – 9,144 т/год; Мешкотара – 10,8 т/год; Пластмассовые бочки – 25,2 т/год; ТБО– 54 т/год. при бурении бокового ствола 1 (одной) скважины: Всего отходов – 896,417 т/год. В т.ч. буровой шлам – 706,77 т/год; ОБР– 182,68 т/год; Отработанные масла – 5,68 т/год; Промасленная ветошь – 0,127 т/год; Мешкотара — 0,15 т/год; Пластмассовые бочки – 0,35 т/год; ТБО– 0,66 т/год. При бурении бокового ствола 62(шестидесяти двух) скважин: Всего отходов – 55577,85 т/год. В т.ч. буровой шлам – 43819,74 т/год; ОБР– 11326,16 т/год; Отработанные масла – 352,16 т/год; Промасленная ветошь – 7,874 т/год; Мешкотара – 9,3 т/год; Пластмассовые бочки – 21,7 т/год; ТБО– 40,92 т/год. Эксплуатация согласно проекту ПУО. Превышения пороговых значений, установленных правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, не планируется. .

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений В дальнейшем потребуется: Экологическое разрешение на воздействие на строительство и эксплуатацию, письмо-согласование Департамента Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан на последующие технические проекты..

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты) При проведении работ выбросы не будут постоянными, их объемы будут изменяться в соответствии с техническими решениями операциями и сочетания используемого в каждый момент времени оборудования. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух несут временный характер на период работ. Показатель качества атмосферного воздуха не претерпит никаких изменений. В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест. Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов согласно приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 августа 2022 года № 29011. «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций». Вывод о необходимости проведения полевых работ отсутствует

14. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности 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..

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – временное. Уровень воздействия характеризуется как минимальный. Воздействие отсутствует..

16. 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, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территории предприятия; - 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..

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) Альтернативные варианты технических и технологических решений и мест расположения не рассматривается. Приложения (документы, подтверждающие сведения, указанные в заявлении): в случае трансграничных воздействий: электронную копию документа, содержащего информацию о возможных существенных негативных трансграничных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду..

- 1) В случае трансграничных воздействий: электронную копию документа, содержащего информацию о возможных существенных негативных трансграничных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду

Руководитель инициатора намечаемой деятельности (иное уполномоченное лицо):

Жулдузбаев Султанбек Жалгасбаевич

подпись, фамилия, имя, отчество (при его наличии)



