

KZZ9RYS01724024

12.05.2026 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:

Товарищество с ограниченной ответственностью "Совместное предприятие "Казгермунай", 120018, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, КЫЗЫЛОРДА Г.А., АКСУАТСКИЙ С.О., С .Ж.МАХАНБЕТОВА, Урочище Жанадария, здание № 101, 940240000021, КИЯКБАЕВ ЗИЯШ КАЛДЫБЕКОВИЧ, 8(7242)279-900, maliyev@kgm.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) Намечаемая деятельность - дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» (далее – ДПРМ 2026г). Вид намечаемой деятельности – добыча углеводородного сырья. Согласно Приложению 1 ЭК, раздел 1 п. 2, п/п.2.1 (добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м<sup>3</sup> в сутки в отношении газа), данный вид деятельности относится к перечню видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным. Среднесуточная добыча нефти на месторождении Акшабулак Центральный составляет 1692,032 т/сут; среднесуточная добыча газа – 225490,6 м<sup>3</sup>/сут. Целью настоящего ДПРМ 2026г является необходимость выполнения базового проектного документа в связи с уточнением геологического строения по результатам выполненных геологических отчетов «Перевод запасов...» и «Пересчет извлекаемых запасов...» в 2025г и принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, обоснование технологических потерь в процессе эксплуатации, рациональное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства РК в области недропользования и охраны недр..

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 на «Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» было получено Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду № KZ72VVX00272157 от 23.11.2023г. Целью настоящего ДПРМ 2026г является необходимость выполнения базового проектного документа в связи с уточнением геологического строения по результатам выполненных геологических отчетов «Перевод запасов...» и «Пересчет извлекаемых запасов...» в 2025г и принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, обоснование технологических потерь в

процессе эксплуатации, рациональное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства РК в области недропользования и охраны недр. Сравнительная характеристика действующего ДПРМ 2023г и нового разрабатываемого ДПРМ 2026г: Согласно Заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду KZ72VVX00272157 от 23.11.2023г. к проекту ОоВВ к ДПРМ 2023 г добыча нефти составила в 2023г – 975,5 тыс.т, в 2024г – 865,7 тыс.т, в 2025г – 723,9тыс.т, в 2026г – 602,7 тыс.т; годовая добыча газа в 2023г – 126,195 млн.м3, в 2024г – 114,5 млн.м3, в 2025г – 96,782 млн.м3, в 2026 г – 81,041млн.м3. Пиковая добыча нефти в 2023г -975,5 тыс.тонн, по газу в 2023г – 126,195 млн.м3. Согласно данным экологического разрешения на 2024г валовые выбросы составили 1181,4455 тонн/год, 2025г – 599,4829 год; 2026г – 580,5442 год. Объем образования отходов при эксплуатации в 2024 году согласно Программы управления отходами составило 7481т/год, 2025г – 2347,0044 т/г; 2026г – 2163,0044 т/г. В ДПРМ 2023г были предусмотрены бурение по III варианту разработки (рекомендуемый) в целом ориентировочно 226,77 тонн, образование отходов при бурении – ориентировочно 4228,595 т/п. В соответствии с ДПРМ 2026г добыча нефти составляет 2026г – 603,1 тыс.т, в 2027г – 505,1 тыс.т; 2028г – 422,6 тыс.т; годовая добыча газа в 2026г – 78,349 млн.м3, в 2027г – 66,784 млн.м3, в 2028г – 55,322 млн.м3. Пиковая добыча нефти в 2026г -603,1 тыс.тонн, по газу в 2040г – 78,349 млн.м3. Ориентировочный объем валовых выбросов, рассчитанные в Отчете ОВОС составляют: по рекомендуемому варианту • при эксплуатации месторождения в 2026г - 823,450448 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2027г - 791,548235 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г - 761,741829 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г - 748,3977501 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2030г - 741,5334479 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г - 728,7994727 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г - 714,340256 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2033г - 703,738905 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2034г - 695,232045 т/год. • при эксплуатации месторождения в 2035г - 687,0899706 т/год. Согласно рекомендуемому варианту разработки предусмотрено ввод скважин из бурения в количестве 27 единиц. При бурении валовые выбросы ориентировочно составляют в общем 464,3058 т/п, образование отходов – ориентировочно 11815,2387 т/п. Более точные данные по выбору буровой установки и продолжительности цикла будут отражены в последующих этапах, при разработке.; 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 на отчет о возможных воздействиях к проекту «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» было получено Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду № KZ72VVX00272157 от 23.11.2023г. .

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест В административном отношении месторождение находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалгаш, Карсакпай, расположенные в 120 км, Жусалы - в 140 км на юго-запад и пос. Сатпаево - в 200 км. Расстояние от месторождения Акшабулак Центральный до областного центра г. Кызылорда составляет 120 км. На расстоянии около 250 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. В 75 км на северо-запад расположено крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с выходом нефтепровода через Каракойын на нефтеперерабатывающий завод ШНОС города Шымкента. Координаты месторождения Акшабулак Центральный: Северная широта 45° 59' 46" Восточная долгота 65° 41' 41" Северная широта 45° 59' 39" Восточная долгота 65° 46' 06" Северная широта 45° 58' 41" Восточная долгота 65° 46' 06" Северная широта 45° 55' 37" Восточная долгота 65° 46' 33" Северная широта 45° 55' 18" Восточная долгота 65° 46' 02" Северная широта 45° 55' 05" Восточная долгота 65° 44' 28" Северная широта 45° 55' 10" Восточная долгота 65° 43' 27" Северная широта 45° 55' 03" Восточная долгота 65° 42' 18" Северная широта 45° 54' 57" Восточная долгота 65° 41' 37" Северная широта 45° 54' 32" Восточная долгота 65° 40' 55" Северная широта 45° 54' 53" Восточная долгота 65° 41' 00" Северная широта 45° 58' 01" Восточная долгота 65° 39' 57".

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции В рамках настоящего проекта для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены 2 варианта разработки, которые различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин. Первый вариант – базовый, предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся на сегодняшний день системе разработки и продолжение реализации действующего на сегодняшний день «Дополнения к проекту разработки...» 2024г (Протокол

заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.). В рамках первого варианта предусмотрены: • Ввод из бурения 1 добывающих скважины; • Переводы между объектами – 6 ед; • Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед; • Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед; • Ввод из консервации – 1 ед; Второй вариант – рекомендуемый. Обеспечивает более полную выработку извлекаемых запасов нефти и достижения утвержденных значений КИН, в рамках которого предусмотрены нижеследующие мероприятия: • Ввод из бурения 3 добывающих скважин; • Зарезка бокового ствола – 1 ед; • Зарезка бокового горизонтального ствола – 1 ед; • Переводы между объектами – 24 ед., в т.ч 8 с проведением ГРП; • Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед; • Реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) – 23 ед; • Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед; • Ввод из наблюдательного фонда – 6 ед; • Ввод из консервации – 1 ед; • Ввод из консервации под закачку – 1 ед; • Перевод скважин под закачку – 4 ед; • Установка компоновки ОРЭ - 4 скв..

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности Описание существующей системы сбора Система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Акшабулак Центральный осуществляется на групповой установке ГУ-2 месторождения Акшабулак. Объект ГУ-2 находится в консервации. После замера газожидкостная смесь по общему сборному коллектору Ø300 мм протяженностью 3160 м поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти до товарного качества. Существующая система сбора продукции скважин Сооружения групповой установки месторождения «Акшабулак» предназначен для сбора, дегазации и откачки пластовой жидкости для дальнейшей подготовки нефти на ЦППН «Акшабулак». Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции По состоянию на 01.01.2026 год фонд добывающих скважин составляет 116 единиц: из них 3-фонт, 113- мех способ. Газожидкостная смесь с добывающих скважин по выкидным линиям поступает в автоматизированную групповую замерную установку марки «ОЗНА-МАССОМЕР 400-14» для замера дебита скважинной продукции. После замера газожидкостная смесь по трубопроводу Ø219х6 мм поступает на ЦППН Акшабулак (Цех подготовки и перекачки нефти). Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) предназначен для сбора и подготовки добываемой нефти со скважин до товарного качества, с последующей транспортировкой и перекачкой по магистральному нефтепроводу (МН) «Акшабулак-Кумколь» на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) «Кумколь». ЦППН Акшабулак На ЦППН (Цех подготовки и перекачки нефти) поступает продукция со скважин эксплуатационного фонда месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы, Аксай и Аксай Южный. Поток нефтегазовой смеси по нефтесборному коллектору поступает на входной манифольд ЦППН, далее нефтегазожидкостная смесь подается в ТФС I-ступени и тестовый сепаратор. Для доведения нефти до требований, предъявляемых к товарной продукции по содержанию воды и соли, после замерной установки в нефтегазожидкостную смесь вводится с помощью дозирующего насоса деэмульгатор. На I-ступени сепарации в ТФС производится разделение газожидкостной смеси на газ, нефть и пластовую воду. Отделившийся в сепараторе газ направляется в теплообменник. После теплообменника нагретый газ поступает в газовый сепаратор и подается на УПГ-1/2 для получения товарной продукции. Отделившаяся попутно пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость. Нефтяная эмульсия, отделенная от сырого газа и пластовой воды после ТФС и тестового сепараторов I-ступени поступает в теплообменник, где теплоносителем нагревается до  $T = 60-65^{\circ}\text{C}$ , из теплообменника подогретая нефть поступает в ТФС II-ступени. На II ступени сепарации нефти пластовая вода сбрасывается в дренажную емкость, отделившийся газ подается на узел регулирования. Нефть из сепараторов низкого давления поступает в дегазатор, где происходит окончательное отделение газа от нефти. После дегазатора отделенная от газа нефтяная эмульсия поступает в резервуары для хранения, и отстаивания. Для снижения температуры застывания, улучшения реологических свойств и депарафинизации нефти используются депрессорные присадки, вводимые дозировано ингибиторной установкой. Газ, отделившийся в резервуаре сырой нефти, сепарируется в сепараторе низкого давления. В аварийных ситуациях газ сжигается на факеле высокого и низкого давления, перед которым предусмотрен факельный сепаратор с емкостью для сбора конденсата. Товарная нефть дожимными насосами подается в резервуары хранения нефти, откуда бустерными и магистральными насосами перекачивается в магистральный нефтепровод (МН) «Акшабулак-Кумколь» для дальнейшей транспортировки через насосную станцию «Кумколь» в МН «Кумколь-Каракоин». Перед подачей товарной нефти в МН предусмотрен коммерческий узел учета нефти с узлами замера давления, температуры, расхода, а также камеры очистных устройств..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и деактивацию объекта) Период реализации проекта разработки запланировано в 2026 – 2040гг..

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 Намечаемая деятельность запланирована в рамках горного отвода. Дополнительного отвода земель не требуется. Недропользователем месторождения Акшабулак Центральный является ТОО «СП «Казгермунай», имеющее лицензию серии МГ №2А от 19.03.1997г и Контракт №39 от 09.11.1993г с дополнением №7 от 19.05.2023г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении со сроком завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г. Площадь горного отвода: 63,23 км<sup>2</sup>. Координаты месторождения Акшабулак Центральный: Северная широта 45° 59' 46" Восточная долгота 65° 41' 41" Северная широта 45° 59' 39" Восточная долгота 65° 46' 06" Северная широта 45° 58' 41" Восточная долгота 65° 46' 06" Северная широта 45° 55' 37" Восточная долгота 65° 46' 33" Северная широта 45° 55' 18" Восточная долгота 65° 46' 02" Северная широта 45° 55' 05" Восточная долгота 65° 44' 28" Северная широта 45° 55' 10" Восточная долгота 65° 43' 27" Северная широта 45° 55' 03" Восточная долгота 65° 42' 18" Северная широта 45° 54' 57" Восточная долгота 65° 41' 37" Северная широта 45° 54' 32" Восточная долгота 65° 40' 55" Северная широта 45° 54' 53" Восточная долгота 65° 41' 00" Северная широта 45° 58' 01" Восточная долгота 65° 39' 57";

2) водных ресурсов с указанием:

предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохраных 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 Для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд на площадке м/р Акшабулак Центральный используются вода с водозаборных скважин. Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в процессе деятельности, направляются на собственные очистные сооружения месторождения Акшабулак с последующей очисткой.;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».;

объемов потребления воды Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 1 варианта разработки Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №497: Водопотребление/ Водоотведение- 410,04 м<sup>3</sup>/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539: Водопотребление/ Водоотведение-8200,8 м<sup>3</sup>/цикл; При эксплуатации: Водопотребление/ Водоотведение- за 2026г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2027г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2028г - 3285 м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2029г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2030 г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2031г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2032г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2033г - 3285 м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2034г -3285 м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение - за 2035г -3285 м<sup>3</sup>/цикл; Итого за 10 лет - 32850м<sup>3</sup>/цикл. Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при реализации 2 рекомендуемого варианта разработки Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве вертикальных эксплуатационных скважин №№497, 518,523: Водопотребление/ Водоотведение- 1230,12 м<sup>3</sup>/цикл; Предварительный расчет водопотребления и водоотведения при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539: Водопотребление/ Водоотведение-8200,8 м<sup>3</sup>/цикл; При эксплуатации: Водопотребление/ Водоотведение- за 2026г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение - за 2027г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2028г - 3285 м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2029г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2030 г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2031г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2032г - 3285м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2033г -3285 м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2034г -3285 м<sup>3</sup>/цикл; Водопотребление/ Водоотведение- за 2035г -3285 м<sup>3</sup>/цикл; Итого за 10 лет - 32850м<sup>3</sup>/цикл. ;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Техническая вода необходима для

приготовления бурового, цементного раствора и т.д. Для хранения воды технического качества на каждом месторождении предусмотрена одна емкость объемом 40 м<sup>3</sup>. Накопленные стоки отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору.;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) Все запланированные работы в части недропользования будут проводиться в рамках действующего контракта на недропользование. Недропользователем месторождения Акшабулак Центральный является ТОО «СП «Казгермунай», имеющее лицензию серии МГ №2А от 19.03.1997г и Контракт №39 от 09.11.1993г с дополнением №7 от 19.05.2023г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении со сроком завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г. Площадь горного отвода: 63,23 км<sup>2</sup>. Координаты месторождения Акшабулак Центральный: Северная широта 45° 59' 46" Восточная долгота 65° 41' 41" Северная широта 45° 59' 39" Восточная долгота 65° 46' 06" Северная широта 45° 58' 41" Восточная долгота 65° 46' 06" Северная широта 45° 55' 37" Восточная долгота 65° 46' 33" Северная широта 45° 55' 18" Восточная долгота 65° 46' 02" Северная широта 45° 55' 05" Восточная долгота 65° 44' 28" Северная широта 45° 55' 10" Восточная долгота 65° 43' 27" Северная широта 45° 55' 03" Восточная долгота 65° 42' 18" Северная широта 45° 54' 57" Восточная долгота 65° 41' 37" Северная широта 45° 54' 32" Восточная долгота 65° 40' 55" Северная широта 45° 54' 53" Восточная долгота 65° 41' 00" Северная широта 45° 58' 01" Восточная долгота 65° 39' 57";

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 вырубке или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации На территории предполагаемого бурения скважин зеленые насаждения отсутствуют.;

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

объемов пользования животным миром Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

операций, для которых планируется использование объектов животного мира Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.;

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования Электроснабжение от существующих ЛЭП. Основным видом потребляемого топлива печей подогрева, ДЭС ожидается попутный газ, резервным дизельное топливо. Для ведения технологических процессов будут использованы химреагенты и др. материалы. При строительстве 1-ой скважины ориентировочно используются 700,36 тонн химреагентов, цемент – 205,02 тонн, дизельное топливо для БУ - 1200,2тонн.;

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) При реализации данного проекта по первому варианту предусматривается бурение 1 добывающей вертикальной скважины №497, резервных скважин №№519, 520, 521, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, а также выбросов вредных веществ при эксплуатации месторождения. По проведенным предварительным расчетным данным при разработке месторождения Акшабулак Центральный стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух

будет ориентировочно выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ по 1 варианту разработки: • при бурении 1 вертикальной скважины – 20,1872 т/год • при бурении 1 резервной скважины – 20,1872 т/год соответственно 20 скв составляют – 403,744 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2026г - 799,920827 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2027г - 767,746641 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2028г - 739,631237 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2029г - 726,035842 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2030г - 721,320357 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2031г - 705,430561 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2032г - 694,275233 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2033г - 685,377234 т/год; • при эксплуатации месторождения в 2034г - 678,954788 т/год. • при эксплуатации месторождения в 2035г - 672,643169 т/год. по рекомендуемому II варианту: трех добывающих верт скв: Железо (II, III) оксиды 3-кл оп; 0,004719т/г; Марганец и его соединения 2-кл оп; 0,000498т/г; Азота (IV) диоксид 2-кл оп; 14,6863249т/г; Азот (II) оксид 3-кл оп; 19,0922224т/г; Углерод 3-кл оп; 2,44772082т/г; Сера диоксид 3-кл оп 4,89544165т/г; Сероводород 2-кл оп; 0,00007071т/г; Углерод оксид 4-кл оп; 12,2386041т/г; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,0275439т/г; Проп-2-ен-1-аль (Акролеин 2-кл оп; 0,58745299т/г; Формальдегид (Метаналь) 2-кл оп 0,58745299т/г; Алканы C12-19 4-кл оп; 5,89986852т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 3-кл оп; 0,071805т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20; 3-кл оп; 0,021903т/г; ВСЕГО :60,561628т/г; резервных 20 скв: Железо (II, III) оксиды 3-кл оп; 0,03146т/г; Марганец и его соединения 2-кл оп; 0,00332т/г; Азота (IV) диоксид 2-кл оп; 97,90883т/г; Азот (II) оксид 3-кл оп; 127,28148т/г; Углерод 3-кл оп; 81,5906т/г; Сера диоксид 3-кл оп 32,63627т/г; Сероводород 2-кл оп; 0,0004714т/г; Углерод оксид 4-кл оп; 81,59069т/г; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,183626т/г; Проп-2-ен-1-аль (Акролеин 2-кл оп; 3,91635т/г; Формальдегид (Метаналь) 2-кл оп; 3,916353т/г; Алканы C12-19 4-кл оп; 39,332456т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70: 3-кл оп; 0,4787т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20: 3-кл оп; 0,14602т/г; ВСЕГО :60,561628т/г; При эксплуат. мест макс выброс намечается в 2026г рекоменд. II вар: Железо (II, III) оксиды-Кл оп:3; 0,003392т/г; Азота (IV) диоксид-Кл оп:2; 109,144132169 т/г; Азот (II) оксид - Кл оп:3; 99,295773093 т/г; Углерод - Кл оп: 3; 18,195442166 т/г; Сера диоксид- Кл оп:3; 63,1848011967 т/г; Сероводород- Кл оп:2; 0,14433131505 т/г; Углерод оксид- Кл оп:4; 325,126628461 т/г; Метан (727\*)-42,692093403 т/г; Смесь углеводородов предельных C1-C5- 84,474858989 т/г; Смесь углеводородов предельных C6-C10- 10,7944204319 т/г; Пентилены -Кл оп:4; 0,00339 т/г; Бензол - Кл оп:2; 0,145603774 т/г; Диметилбензол - Кл оп:3; 0,04609879т /г; Метилбензол-Кл оп:3; 0,09027055 т/г; Этилбензол- Кл оп:3; 0,0000814 т/г; Бенз/а/пирен-Кл оп:1; 0,000040207 т/г; Формальдегид- Кл оп:2; 0,403615556 т/г; Этантиол -Кл оп:3; 0,0002 т/г; Бензин -Кл оп:4; 1,532 т/г; Керосин- 0,0001202т/г; Алканы C12-19-Кл оп:4; 67,573594302т/г; Взвешенные частицы -Кл оп:3; 0,24809 т/г; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 -Кл оп:3; 0,3336 т/г; Пыль абразивная -0,01787 т/г; ВСЕГО: 823,450448 т/г.

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 Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют..

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 Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению. Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021года № 400-VI ЗРК. Основными отходами при реализации проекта являются: Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Отработанный буровой раствор -

один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Промасленная ветошь - образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала в процессе эксплуатации автотехники, добывающих скважин, насосов. Отработанные аккумуляторы – образуются в процессе эксплуатации автотранспорта. Металлолом - образуются в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадочных труб, обрезки балок, швеллеров. Отработанные масла - образуется после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в транспорте, сепараторных установках продукта и т.д. Огарки сварочных электродов - образуются при использовании электродов для проведения сварочных работ, вследствие выгорания остаются различной величины огарыши негодные к дальнейшему использованию. Коммунальные отходы - представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором и т.д. По второму варианту: Объемы отходов при бурении добывающих скважин №№497, 518, 523 проектной глубиной 1950 м Буровой шлам – 1541,118т/год; Отработанный буровой раствор – 770, 409т/год; Промасленная ветошь – 0,4572т/год; Металлолом-0,012т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0045т/год; ТБО – 1,686т/год; Всего: 1541,118 т/год. Объемы отходов при строительстве резервных скважин №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539 проектной глубиной 1950 м Буровой шлам-5123,664т/год; Отработанный буровой раствор – 5136,06т/год; Промасленная ветошь – 3,048т/год; Металлолом- 0,08т/г; Огарки сварочных электродов в- 0,03т/год; ТБО – 11,234т/год; Всего:10274,12т/год. Объемы отходов при эксплуатации за 2026г - Промасленные отходы (ветошь) – 0,1524т/г; Коммунальные отходы - 4,5т/г; Металлолом- 0,004т/г; Огарки сварочных электродов - 0,0015т/г. Итого за 10 лет – 46,579т/г. Все виды отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера..

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений ДПРМ 2026г является концептуальным проектом (базовым), в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки. Данный проект является начальной стадией проектирования в недропользовании, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. На все запроектированные объекты при строительстве и эксплуатации в дальнейшем будут разработаны отдельные рабочие и технические проекты и материалы экологической оценки к ним. На ДПРМ 2026г необходимо: получение Заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности – Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов РК; получение Заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду по результатам заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности – Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов РК. Экологическое разрешение на воздействие на технические проекты строительства скважин и проекты обустройства объектов на месторождении Акшабулак Центральный от уполномоченных органов. Экологическое разрешение на воздействие при эксплуатации месторождения от уполномоченных органов..

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) ТОО СП «Казгермунай» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, согласно

утвержденной Программе производственного экологического контроля для ТОО СП «Казгермунай». По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха за 2025 год концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения Акшабулак Центральный на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК. Наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляют на стационарных экологических площадках (далее СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения позволяют выявить тенденции и динамику изменений, структуры и состава почвенного покрова под влиянием действия природных и антропогенных факторов. Вывод: на территории месторождения ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует..

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 Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются: атмосферный воздух, недра и геологическая среда, подземные воды, поверхностные воды, почвы и земельные ресурсы, растительность и животный мир. Факторами воздействия на атмосферный воздух являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период проведения планируемых работ. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период строительства и работа производственных объектов в период эксплуатации. Основными объектами воздействия являются земли и почвы участка строительства выкидных линий, площадки манифольда. Прямое воздействие на земельные ресурсы при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов заключается в изъятии земель под строительство объектов, однако дополнительного изъятия земель проводиться не будет, строительство планируется на территории существующего месторождения. Согласно санитарным нормам РК на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1 ПДК<sub>мр</sub> или 0.8 ПДК<sub>мр</sub>, – для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха согласно п. 23 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» № 63 от 10 марта 2021 г. Предварительные расчеты на воздействие в окружающую среду произведены по двум вариантам разработки. Математическое моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере и расчеты величин приземных концентраций выполнены в программном комплексе «Эра-Воздух» (версия 3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс», г. Новосибирск). В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-ө. Расчеты выполнены по основным загрязняющим веществам и группам веществ с суммирующим воздействием, которые могут быть при эксплуатации, с учетом возможной максимальной производительности и неодновременности работы оборудования. По результатам расчетов область воздействия (1 ПДК) по всем ЗВ при эксплуатации и проведении буровых работ находится на границе санитарно-защитной зоны. При интегральной оценке воздействия величина воздействия находится в пределах от допустимых стандартов до порогового значения согласно НПА РК. Результаты предварительной оценки воздействия на качество атмосферного воздуха показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –ограниченный (2); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – средняя (16). Результаты предварительной оценки воздействия на водную среду показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –локальный (1); временной масштаб – многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – низкая (8). Результаты предварительной оценки воздействия на качество недр и геологическую среду показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия –ограниченный (2); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – средняя (16). Результаты предварительной оценки воздействия на растительность и животный мир показывают следующие категории воздействия: пространственный масштаб воздействия – локальный (1); временной масштаб –многолетний (4); интенсивность воздействия – слабая (2). Интегральная оценка воздействия – низкая (8). Реализация намечаемой деятельности окажет положительное социально-экономическое воздействие в виде создания новых рабочих мест в регионе, привлечения местных производителей товаров/услуг и налоговых поступлений в бюджет Республики Казахстан..

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их

характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости Трансграничное воздействие на окружающую среду не предусматривается..

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

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) В рамках настоящего проекта для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены 2 варианта разработки, которые различаются между собой количеством проводимых ГТМ и вводом из бурения новых добывающих скважин. Первый вариант – базовый, предполагает продолжение разработки эксплуатационных объектов при сложившейся на сегодняшний день системе разработки и продолжение реализации действующего на сегодняшний день « Дополнения к проекту разработки...» 2024г (Протокол заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.). В рамках первого варианта предусмотрены: • Ввод из бурения 1 добывающих скважины; • Переводы между объектами – 6 ед; • Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед; • Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед; • Ввод из консервации – 1 ед; Второй вариант – рекомендуемый. Обеспечивает более полную выработку извлекаемых запасов нефти и достижения утвержденных значений КИН, в рамках которого предусмотрены нижеследующие мероприятия: • Ввод из бурения 3 добывающих скважин; • Зарезка бокового ствола – 1 ед; • Зарезка бокового горизонтального ствола – 1 ед; • Переводы между объектами – 24 ед., в т.ч 8 с проведением ГРП; • Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед; • Реализация одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) – 23 ед; • Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед; • Ввод из наблюдательного фонда – 6 ед; • Ввод из консервации – 1 ед; • Ввод из консервации под закачку – 1 ед; • Перевод скважин под закачку – 4 ед; • Установка компоновки ОРЗ - 4 ск

- 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):

Ким Андрей

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



