



060011, QR, Atyraý qalasy, B. Qulma.Nev kóshesi, 137 úi
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail: atyrauekol@rambler.ru

Атырауский Филиал компании "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В."

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности KZ43RYS00417182 от 20.07.2023 года.

Общие сведения: Атырауский Филиал компании "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.", 060006, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Максим Горький, дом № 98, 990941001199, ДЖОН ХВАНДО, 87024190246, ZVK@altius.kz

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (далее Кодекс) основным видом намечаемой деятельности является разведка и добыча углеводородов.

Целью проекта является:

В 2021 году был разработан проект ПредОВОС к «Проекту разработки месторождения Алимбай», который получил положительное заключение ГЭЭ Номер: KZ83VCY00880029 от 13.05.2021, где на основе технико-экономического анализа выбран к реализации 2 вариант. Ранее вариант 2 (рекомендуемый) - предусматривает разработку месторождения с проведением геолого-технических мероприятий ГТМ интенсификации добычи с термохимической обработкой во всех скважинах с 2020 года, плотность сетки аналогично I варианту. Количество скважин, год вступление в разработку во всех объектах аналогично I варианту. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения. Рассмотренные 3 варианта разработки нефтяных горизонтов месторождения различаются плотностями сеток скважин, и проведением ГТМ термохимическая обработка во всех скважинах.

Настоящим «Проект разработки месторождения Алимбай по состоянию на 01.01.2023г.», на основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый к реализации 1 вариант, обеспечивающий выработку утвержденных извлекаемых запасов нефти за рентабельный период разработки и экономические выгоды как государству, так и недрпользователю.

Вариант 1 рекомендуемый - предусматривает разработку месторождения с применением поддержания пластового давления, с учетом ранее пробуренных 14 добывающих скв. (Г-2, Г-5, 700, 702, 703, 710, 750, 751, 756, 760, 761, 762, 763 и 764) и одной нагнетательной скв. (755), а также предусмотрен дополнительный перевод 2 добывающих скважин под закачку воды.

I объект. Разработка предусмотрена сущ. фондом 10 добывающих скважин (Г-2, Г-5, 702, 710, 750, 751, 756, 760, 761 и 762) и одной нагнетательной скважиной (755), а также дополнительный перевод 2 добывающих скв. 751 и 760 под закачку воды.

II объект. Разработка предусмотрена существующим фондом добывающих скважин в количестве 4 ед. (700, 703, 763 и 764). Добывающий фонд скважин составит 4 единиц.

То есть, изменения:

1) в рентабельности срока реализации;



2) предусмотрен дополнительный перевод одной добывающей скв. 760 под закачку воды.

В географическом отношении месторождение Алимбай расположено в восточной части Прикаспийской низменности, в административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на севере и северо-западе месторождения: Молдабек, Таскудук, на востоке - месторождение Кырыкмылтык, на юго-западе - месторождение Камыскуль Северный. Ближайшие населенные пункты – промыслы Комсомольский, в 40 км на юго-запад и Бек-Беке в 40 км к западу, Доссор - на 120 км восточнее и районный центр – г. Кульсары – на 25 км на северо-восток. Областной центр г. Атырау находится в 180 км к западу от месторождения. Областной центр с поселками связывает автомобильная дорога с асфальтовым покрытием и железная дорога. Железная дорога проходит юго-западнее месторождения на расстоянии 20 км, автомобильная дорога – 39 км от месторождения. От УПСВ вахтовый поселок находится на расстоянии - 500 метров. На расстоянии 5-7 км на восток от месторождения проходит линия нефтепровода Косчагыл.

Компания «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» обладает правом недропользования на разведку и добычу УВС на месторождении Алимбай согласно Контракта №1919 от 13.12.2005г. В последующем Контракт № 1919 был дополнен: - Дополнением № 4 к Контракту № 1919 от 13.12.2005г. для разведки и добычи нефти в Атырауской области, период разведки был продлен до 13.12.2013г. - Дополнением № 5 к Контракту № 1919 от 13.12.2005г. для разведки и добычи нефти в Атырауской области, перешли на этап добычи продолжительностью 23 года с 13.12.13г. по 13.12.2036г и получен горный отвод площадью 1,17 кв.км.

На территории месторождения Алимбай расположен производственный комплекс, состоящий из скважин, системы сбора и транспорта нефти, групповой замерной установки (ГЗУ), установки предварительной подготовки нефти, вахтового посёлка и складов. Система сбора и подготовки нефти: в основу технологической системы сбора добываемой продукции заложена коридорная система подключения скважин к объекту сбора – групповой установке ГЗУ16-14-400, ЗУ-10 где осуществляется поочередный замер дебитов скважин и дегазация нефти. Нефть со скважин через трубопровод Ø89×6мм направляется на замерную установку ГЗУ16-14-400, расположенную на территории УПСВ. На установке производится поскважинный замер дебита поступающей продукции. Основной газожидкостный поток поступает в путевой подогреватель нефти (В-1, В-2). На групповой замерной установке предусмотрен дополнительный патрубок Ø89×6мм для подачи нефти на замерную установку (ЗУ), ЗУ будет использоваться в случае, если расходомер ГЗУ будет неисправен. Нефть из ЗУ насосами ЦНС 13-175 (Н-1) подается в путевой подогреватель нефти. Дренаж поступает в дренажную емкость по трубопроводу Ø57×4мм. Также предусмотрено прямая подача нефти от ГЗУ до печи, где нефть нагревается до температуры 50-80°C. После печей нагретая нефть по трубопроводу Ø 114×5мм следует в нефтегазосепаратор (НГС А-01), где процесс сепарации ведется при давлении около 0,25 МПа и температуры не более 50°C. На входном патрубке печи подогрева нефти предусмотрена диафрагма регулирующая давления нефти из скважины. Нефть после первой ступени сепарации с нефтегазосепаратора (А-01) поступает в буферную емкость (А-02), где ведется процесс второй ступени сепарации при давлении 0,1 МПа. Между ГЗУ и подогревателем предусмотрено подача ингибитора коррозии дозировочным насосом через блок дозирования реагентов БДР. Из нефтегазосепаратора выделившийся газ направляется на СЦВ-500 (сепаратор центробежный газовый об.500л.) для улавливания конденсата и влаги. Очищенный от капель жидкости газ через узлы замера и ГРПШ направляется в качестве топлива на горелку блока подогрева нефти. Также, для аварийного случая с СЦВ предусмотрен газопровод через расходомер на факельное устройство (ФУ) которое расположено около в 130 метрах от УПСВ. Газопровод в сторону факела будет использоваться только в аварийных ситуациях. Газопровод в сторону ФУ прокладывается над земно. Разгазированная нефть из буферной емкости (А-02) подается насосами ЦНС 38/44 (Н-2) по трубопроводу Ø89×6мм в отстойники горизонтальные нефти V=50-60м³ (ОГН 3шт.), для доведения нефти до товарных кондиций. Далее нефть поступает в группу горизонтальных резервуаров V=50-60м³ (РГС 6 шт.), в которых происходит процесс окончательного обезвоживания (отстоя) нефти и процесс накопления скважиной продукции. На емкостях



установлена дыхательные клапана (СМДК-50), Товарная нефть из РГС подается насосами К 80/50 (Н-3) по трубопроводу Ø08×6мм, через узел учета, на стояки налива нефти в автоцистерны. Сброс дренажа из всех оборудования подается в подземную дренажную емкость по трубопроводу Ø08×4мм объемом V-63 м3 (2шт). Подготовка воды: Разработка месторождения производится с применением системы ППД. Для поддержания пластового давления используется попутно-добываемая пластовая вода. Пластовая вода от сепараторов и резервуаров поступает в подземные емкости воды V-63м3 (2 шт. Е-12, Е-13). С дренажных емкостей вода перекачивается в отстойник воды №1. В отстойнике вода отстаивается от взвешенных частиц и насосами НБ-125 (Н-4) подаётся на нагнетательные скважины через расходомер воды типа Endress-Hauser. Устья нагнетательных скважин оборудованы фонтанными арматурами типа УК АНК1-65х21 на рабочее давление 21МПа. Арматура оснащена надежными легкоуправляемыми и высоко герметичными запорно-регулирующими и отсечными устройствами. На боковом отводе нагнетательной ёлки устанавливается обратный клапан, препятствующий истечению воды из скважины в случае снижения давления закачки.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: Разработка месторождения по результатам экономических расчетов был рентабельным до 2055 года. Добыча нефти на максимальный год 2025 и 2026 год составляет 9,0 тыс.т. Добыча нефтяного газа 0,085 млн. м3. Дебит нефти колеблется от 0,9-2,5 т/сут. Газовый фактор колеблется от 7,1 м3/т до 8,5 м3/т. Как на начальном, так и на текущем этапе реализации промышленной разработки месторождения Алимбай, единственным и наиболее приемлемым вариантом утилизации сырого газа является использование газа на собственные нужды, а именно: в качестве топливного, на печах нагрева нефти.

В соответствии пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: при количественном анализе выявлено, что общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период регламентной работы нефтепромыслового оборудования на год макс. добычи – 2.912916 т/с и/или 78.047405 т/год. При разработки месторождения строительство новых источников и бурение не предусмотрено. Намечаемая деятельность связано с изменениями показателей добычи нефти в сторону уменьшения. При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при разработки месторождения на год максимальной добычи следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Азота (IV) диоксид 2 класс - 16.204 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс – 21.01715 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс- 2.694 т/год, Сера диоксид 3класс - 5.387 т/год, Сероводород 2 класс - 0.11470136 т/год, Углерод оксид 4 класс - 13.768 т/год, Пентан (4 класс) 0.1200698 т/год, Метан - 0.710648 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0.1734322 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 7.110728 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 1.5401 т/год, Бензол (2 класс) 0.0201126 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0.0063225 т/год, Метилбензол (3 класс) 0.012643 т/год, Этилбензол - 0.000605 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0.6463 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0.6463 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) 0.0001326 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 7.87516 т/год. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

Описание сбросов загрязняющих веществ: проектом не предусматривается строительство, расширение или реконструкция. Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. На существующем объекте хозяйственно-бытовых стоки собираются в септик и вывозятся ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией. Проведенный расчет водопотребления и водоотведения показывает, что при регламентной работе нефтепромыслового оборудования объемы водопользования составят: в течении календарного года: водоотведение –



2374,65 м³/год или 6,20 м³/сут. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей отсутствуют.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: основными отходами при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и промысла в целом являются: тара из-под масла и нефти, отработанные ртутьсодержащие лампы, отработанные аккумуляторы, отработанное масло, отработанные смазочно-охлаждающие жидкости, промасленная ветошь, отработанные масляные фильтры, отходы твердых химикатов (сухие химические материалы), нефтешлам, медицинские отходы, тара из-под ЛКМ, огнетушители, пришедшие в негодность, металлолом, огарки сварочных электродов, строительные отходы, древесные отходы, отработанная оргтехника, твердо-бытовые отходы, пищевые отходы, макулатура, пластиковые отходы, матрасы, утратившие потребительские свойства. Объем образования отходов производства и потребления при разработке месторождения Алимбай составит – 319,7161 т/год. Неопасные отходы: Металлолом - 30,021 т/год, Огарки сварочных электродов - 0,015 т/год, Строительные отходы - 0,5 т/год, Древесные отходы - 0,3 т/год, Отработанная оргтехника - 0,08 т/год, Твердо-бытовые отходы - 198,5 т/год, Пищевые отходы - 17 т/год, Макулатура - 0,2 т/год, Пластиковые отходы - 0,15 т/год, Матрасы, утратившие потребительские свойства - 0,624 т/год. Опасные отходы: Тара из-под масла и нефти - 0,25 т/год, тара из-под химреагентов - 0,5 т/год, отработанные ртутьсодержащие лампы - 0,0292 т/год, отработанные аккумуляторы - 0,0315 т/год, отработанное масло - 1,134 т/год, отработанные смазочно-охлаждающие жидкости - 0,089 т/год, Промасленная ветошь - 0,254 т/год, отработанные масляные фильтры - 0,12 т/год, отходы твердых химикатов (сухие химические материалы) - 1 т/год, нефтешлам - 67,68 т/год, медицинские отходы - 0,0624 т/год, тара из-под ЛКМ - 0,106 т/год, огнетушители, пришедшие в негодность - 1,07 т/год. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ.

Водоохранные зоны и полосы отсутствуют, необходимость в установлении отсутствует. Собственных водозаборов из поверхностных и подземных источников не имеет. Вода на период проведения работ питьевая привозная бутилированная сторонней организацией, для технологических нужд - вода не питьевая (техническая) привозная водовозами по мере необходимости. Расстояние проектируемого участка до Каспийского моря составляет от 127-130 км. Вид водопользования: общее, качество необходимой воды – питьевые и технические нужды. Использование воды с водных ресурсов не предусматривается. Снабжение питьевой водой рабочих бригад, для санитарно-бытовых приборов и столовой осуществляется привозной водой с близлежащего населенного пункта в пластиковых бутылках объемом 19 литров или автоцистернами. Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной из районного центра. Хранение технической воды предусматривается в двух емкостях объемом 15 и 10 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды. Проведенный расчет водопотребления и водоотведения показывает, что при регламентной работе нефтепромыслового оборудования объемы водопользования составят: в течении календарного года: водопотребление – 2778,11 м³/год и/или 7,63 м³/сут; водоотведение – 2374,65 м³/год или 6,20 м³/сут; безвозвратное потребление – 403,46 м³/год и/или 1,427 м³/сут. Использование водных ресурсов отсутствует. Питьевая и хоз-бытовых нужд - вода для рабочего персонала, техническая вода – для вспомогательных работ.

Выводы

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление от KZ43RYS00417182 от 20.07.2023 года о намечаемой



деятельности пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

13.05.2021 году Департаментом экологии по Атырауской области было выдано заключение государственной экологической экспертизы «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду» (ПредОВОС) к «Проекту разработки месторождения Алимбай» KZ83VCY00880029, в котором не предусмотрен дополнительный перевод добывающей скважины 760 под закачку воды. Также, при разработке проекта основе технико-экономического анализа изменено с 2 варианта к 1 варианту рекомендуемы к реализации.

В связи с этим в соответствии подпункту 3 пункта 1,2, статьи 65 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК оценка воздействия в окружающую среду является обязательной при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, указанных в подпунктах 1) и 2) настоящего пункта, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду.

Для целей проведения оценки воздействия на окружающую среду или скрининга воздействий намечаемой деятельности под существенными изменениями деятельности понимаются любые изменения, в результате которых:

- 1) возрастает объем или мощность производства;
- 2) увеличивается количество и (или) изменяется вид используемых в деятельности природных ресурсов, топлива и (или) сырья;
- 3) увеличивается площадь нарушаемых земель или подлежат нарушению земли, ранее не учтенные при проведении оценки воздействия на окружающую среду или скрининга воздействий намечаемой деятельности;
- 4) иным образом изменяются технология, управление производственным процессом, в результате чего могут ухудшиться количественные и качественные показатели эмиссий, измениться область воздействия таких эмиссий и (или) увеличиться количество образуемых отходов.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал», также требования ст. 72 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Проект отчета о возможных воздействиях должен содержать следующие сведения.

1. Отчет о возможных воздействиях необходимо разработать в соответствии с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 и должен содержать информацию согласно статьи 71 пункта 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. Согласно Правилам проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы.

В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.

Также согласно ст.73 Экологического кодекса необходимо подать заявление на проведение оценки воздействия на окружающую среду вместе с перечнем обязательных документов, определенных Приложением 1 Правил оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды, в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды не менее чем за 22 рабочих дня до даты проведения общественных слушаний.

3. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и



животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

4. Также необходимо дать подробную характеристику использования пространства недр.

5. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

6. Необходимо указать объем выбросов загрязняющих (в том числе токсичных, ядовитых или иных опасных) веществ в атмосферу, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения — гигиенических нормативов.

7. Необходимо учесть источники физических воздействий на природную среду: шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей, световой или тепловой энергии, иных физических воздействий на компоненты природной среды.

8. Необходимо учесть требования статьи 397 Экологического Кодекса РК.

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

10.В соответствии п.5. ст.216 Экологического кодекса РК, сброс сточных вод в недра запрещается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необводненные подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не могут быть использованы для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства. Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду. Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией.

Запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, не очищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду в соответствии с частью второй настоящего пункта.

Руководитель департамента

Бекмухаметов Алибек Муратович



