



АО «СНПС - Ақтобемұнайгаз»

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

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности
(перечисление комплектности представленных материалов)

Материалы поступили на рассмотрение: №KZ33RYS01177357 30.05.2025 г.
(Дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Намечаемой деятельностью планируется проект разработки месторождения Акжол и расконсервации скважин.

Продолжительность цикла строительства скважин, сут. в том числе: - строительно-монтажные работы - 25 – подготовительные работы к бурению – 2 - бурение и крепление – 90 испытание, всего 180 (2 объекта= 2*90сут) итого на 1 скважину: 297 суток. Продолжить работ по расконсервации 1(одной скважины): Мобилизация техники и персонала 2 сут.; Доставка оборудования на место дислокации 2 сут.; Монтаж установки КРС 3 сут.; Подготовительные работы 1 сут.; Работы по восстановлению скважин 6 сут.; Освоение скважины 3 сут.; Демонтаж установки КРС 3 сут.; Итого на одну скважину 20 сут.; Начало реализации намечаемой деятельности в 2026 г. после получения всех необходимых разрешений. Ликвидация последствий недропользования по завершению контракта если не будет продления либо по завершению разработки месторождения в 2075 году. Однако согласно действующего законодательства недропользователь имеет право на продление контракта, в связи с этим ликвидация последствий может передвинуться по результатам продления контакта на недропользование. Постутилизация в рамках намечаемой деятельности не планируется.

Ввиду территориальной близости и схожести геологического строения месторождений, ранее названные как Такыр и Акжол, были объединены в одно месторождение Акжол. В результате объединения месторождение Такыр именуется как Западный Акжол, а месторождение Акжол – как Восточный Акжол. Границей между западным и восточным участками служит региональное тектоническое нарушение, протягивающееся вдоль всей структуры с севера на юг, начиная с Северной Трувы. Месторождение Акжол расположено в 8 км к юго-востоку от месторождения Северная Трува, в административном отношении входит в состав Байганинского района Актюбинской области. Площадь участка недр Акжол – 1249,29 кв.км.

Географические координаты планируемой скважин: 1. 47°46'52" с.ш. 57°10'25" в.д.; 2. 47°29'53" с.ш. 56°50'39" в.д.; 3. 47°19'59" с.ш. 56°50'41" в.д.; 4. 47°20'00" с.ш. 57°13'15" в.д.; 5. 47°30'00" с.ш. 57°13'17" в.д.; 6. 47°40'00" с.ш. 57°20'00" в.д.; 7. 47°49'40" с.ш. 57°34'42" в.д.; 8. 47°51'20" с.ш. 57°34'52" в.д.; 9. 47°43'29" с.ш. 57°24'03" в.д.; 10. 47°47'15" с.ш. 57°24'30" в.д.; 11. 47°47'58" с.ш. 57°23'14" в.д.; 12. 47°43'16" с.ш. 57°16'39" в.д.; 13. 47°46'16" с.ш. 57°11'28" в.д.

Краткое описание намечаемой деятельности

Первыми поисковыми скважинами доказана перспективность площади Акжол для постановки поисковых работ на карбонатные отложения КТ-I и КТ-II. В связи с этим по заказу

АО «СНПС-Ақтобемұнайгаз» в 2012 году были проведены сейсмические работы 3Д с целью



изучения структурных условий южной части Центральной территории. Объем сейсморазведочных работ 3Д составил 196 км². В 2022 году был выполнен отчет «Подсчёт запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Акжол Актюбинской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.10.2022г.». В 2025 году был выполнен отчет «Прирост запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов пласта Г4 толщи КТ-II в районе скважин АК-7 и АК-11 месторождения Акжол Актюбинской области Республики Казахстан» по состоянию на 02.01.2025г. Мощности предприятия отсутствуют так как объект находится на стадии разведки.

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. Учитывая сложное геолого-тектоническое строение данного района, выявление линзовидных нефтяных залежей на месторождении Акжол, разработка будет осуществляться имеющим фондом скважин путем расконсервации 15 скважин и дополнительным бурением скважин. Также по причине низких коллекторских свойств и невозможности притока углеводородов к забоям скважин рассматривается применение технологии КРП, по всем добывающим скважинам. По новым пробуренным скважинам рекомендуется выполнение «специальных» лабораторных исследований на керне. В проекте рассмотрены 3 варианта разработки. Первый вариант – в рамках данного варианта исходя из геологического строения нефтяных залежей, которые получили линзовидное развития около скважин, выработка запасов категории С1 будет проводится существующим фондом скважин. В целом предусматривается вывод из консервации 15 скважин, в т.ч. 9 скважин на Западном Акжол и 6 скважин на Восточном Акжол. Также предусмотрены переводы скважин между объектами. Разработка всех объектов будет осуществляться на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант (рекомендуемый) – основан на базе I варианта и дополнительно предусматривается бурение 2 добывающих скважин: в т.ч. 1 вертикальная скважина на Восточном Акжол (КТ-II, пласты Г4 и Г5) и 1 горизонтальная скважина на Западном Акжол (горизонт P1a). Предлагается опытное применение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в скважинах: АК-2, Т-13, Т-2 и Т-3. Третий вариант – основан на базе II варианта и дополнительно предусматривается бурение 1 добывающей скважины. Всего предусматривается бурение 3 добывающих скважин: в т.ч. 2 вертикальные добывающие скважины (КТ-II, пласты Г4 и Г5) на Восточном Акжол и 1 горизонтальная скважина на Западном Акжол (горизонт P1a.) Предлагается опытное применение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в скважинах: АК-2, Т-13, Т-2 и Т-3.

Водоснабжение водой для питьевых и хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами и привозной бутилированной водой. Ближайшими водными объектами к скважинам являются реки Жайынды, Эмба и Манысай. Расстояние от крайней скважины АК-1 до реки Жайынды 23 км, Расстояние от крайней скважины Т-13 до реки Манысай 8 км, Расстояние от крайней скважины Т-1 до реки Эмба 71 км. Пески Кокжиде располагаются на расстоянии 60 км от крайней скважины АК-1 и 52 км от границы горного отвода. Проектируемый объект расположен за пределами водоохранной зоны и водоохранной полосы реки.

Предварительный максимальные объемы водопотребления и водоотведения, при проведении расконсервации 1 (одной скважины) Водопотребление – 128,11 м³/цикл. Водоотведение – 106,0 м³/цикл. при строительстве 1 (одной) скважины Водопотребление – 797,8 м³/цикл. Водоотведение – 758,6 м³/цикл. при испытании 1 (одного) объекта 1 (одной) скважины. Водопотребление – 7963,2 м³/цикл. Водоотведение – 7578,5 м³/цикл. при ликвидации последствий недропользования. Водопотребление – 111,18 м³/цикл. Водоотведение – 7,875 м³/цикл.

Сообщаем, что представленные географические координаты расположены за пределами земель государственного лесного фонда Актюбинской области и особо охраняемых природных территорий.



На территории обитают животные и птицы, занесенные в Красную книгу Республики Казахстан: сова, стрепет, степной орел. Кроме того, на данной территории встречаются лиса, корсак, заяц и грызуны из диких животных.

Расконсервация 1(одной) скважины: Железо оксиды 3 кл.оп. 0,002848 г/с 0,0010728 т/год; Марганец и его соедин. 2 кл.оп. 0,00021566 г/с 0,0000833 т/год; Никель оксид 2 кл.оп. 0,00000056 г/сек, 0,0000002 т/год; Азота диоксид 2 кл.оп. 4,831172367 г/с 14,7751963 т/год; Азот оксид 3 кл.оп. 0,784225133 г/с 2,4007146 т/год; Углерод 3 кл.оп. 0,315555444 г/с 0,943592 т/год; Сера диоксид 3 кл.оп. 0,752499867 г/с 2,287544 т/год; Сероводород 2 кл.оп. 0,0000012 г/с 5,583E-06 т/год; Углерод оксид 4 кл.оп. 3,901405711 г/с 12,0527205 т/год; Фтористые неорганические 2 кл.оп. 0,00008496 г/с 0,00003325 т/год; Фториды неорганические плохо растворимые 2 кл.оп. 0,0000639г/сек, 0,000025 т/год; Бенз/а/пирен 1 кл.оп. 0,00000747533 г/с 2,5262E-05 т/год; Формальдегид 2 кл.оп. 0,075583267 г/с 0,2323262 т/год; Масло минеральное нефтяное 0,0000018 г/с 0,0000596 т/год; Алканы C12-194 кл.оп. 1,826814378 г/с 5,592103 т/год; Пыль неорганическая 3кл.оп. 3,3239539 г/сек, 2,178811 т/год. **Всего: 15,81443362 г/с 40,464313 т/год. При расконсервации 15 скважин: 237,2165 г/с, 606,9647 т/год.**

При строительстве (бурение смр подгот раб) 1 (одной) скважины.: Железо оксиды 3 кл.оп. 0,009343889 г/с 0,0033638 т/год; Марганец и его соедин. 2 кл.оп. 0,000732722 г/с 0,00026378 т/год; Азота диоксид 2 кл.оп. 14,704811999 г/с 42,57611072 т/год; Азот оксид 3 кл.оп. 2,389531951 г/с 6,918617992 т/год; Углерод 3 кл.оп. 0,901544168 г/с 2,64410225 т/год; Сера диоксид 3 кл.оп. 2,520292133 г/с 6,9612488 т/год; Сероводород 2 кл.оп. 0,000401576г/с 0,0235579232 т/год; Углерод оксид 4 кл.оп. 11,79939402 г/с 34,8883654 т/год; Фтористые газообразные 2 кл.оп. 0,000625167 г/с 0,00022506 т/год; Фториды неорганические 2 кл.оп. 0,000672222 г/с 0,000242 т/год; Метан 0,02634 г/с 0,02536503552т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 0,015804 г/с 0,00693448128 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 0,016726 г/с 0,02172298752 т/год; Бенз/а/пирен 1 кл.оп. 0,000023291 г/с 0,000072881 т/год; Формальдегид 2 кл.оп. 0,226556666 г/с 0,6617177 т/год; Масло минеральное нефтяное 0,0002 г/с 0,00003046 т/год; Алканы C12-194 кл.оп. 5,682673489 г/с 24,6770772368 т/год; Пыль неорганическая 3 кл.оп. 6,666972222 г/с 2,698482 т/год. **Всего: 44,9044988 г/с 121,7862433 т/год. При строительстве (бурение смр подгот раб) 2 (двух) скважин: 89,8089976 г/с; 243,5724866 т/год.**

При испытании 1 (одного) объекта 1 (одной) скважины: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) 2 Класс оп. 9,253839999 г/с 4,99024384 т/год; Азот (II) оксид (Азота оксид) 3 Класс оп. 1,503749001 г/с 0,810914624 т/год; Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 Класс оп. 0,799588889 г/с 2,4492832 т/год; Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) 3 Класс оп. 5,90032458743 г/с 33,0467839927 т/год; Сероводород (Дигидросульфид) 2 Класс оп. 0,00562129068 г/с 0,0318958618 т/год; Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) 4 Класс оп. 10,052555556 г/с 24,959272 т/год; Бутан 4 Класс оп. 0,00088 г/с 0,01279425 т/год; Пентан 4 Класс оп. 0,000275 г/с 0,0039984 т/год; Метан 0,12645 г/с 1,3346108 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 2,124 г/с 0,10216 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0,7856 г/с 0,0378 т/год; Этен (Этилен) 3 Класс оп. 0,004145 г/с 0,060282 т/год; Бензол 2 Класс оп. 0,010264 г/с 0,0004936 т/год; Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) 3 Класс оп. 0,003224 г/с 0,0001552 т/год; Метилбензол 3 Класс оп. 0,006452 г/с 0,0003104 т/год; Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) 1 Класс оп. 0,000014343 г/с 0,000003703 т/год; Формальдегид (Метаналь) (609) 2 Класс оп. 0,134555555 г/с 0,03337 т/год; Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) 4 Класс оп. 3,240424444 г/с 0,813534 т/год. **Всего: 33, 95196367 г/с 68,68790587 т/год. При испытании 2 (двух) объектов скважины: 67,90393 г/с 137,3758117 т/год при эксплуатации Азота диоксид 2 кл.оп. 1,567439999 г/с 23,80384 т/год; Азот оксид 3 кл.оп. 0,254709001 г/с 3,868124 т/год; Углерод 3 кл.оп. 0,102174167 г/с 1,4922475 т/год.**

При расконсервации 1 (одной) скважины: Твердые бытовые отходы 20 03 01 - 3,9945т; Буровой шлам (БШ) 01 05 05* - 192,0064 т; Отработанный буровой раствор (ОБР) 01 05 05* - 173,7265 т; Промасленная ветошь 15 02 02 - 0,0127 т; Отработанные масла 13 02 06 – 11,93 т; Мешкотара 15 01 01 - 0,15 т; Пластмассовые бочки 15 01 02 – 0,35 т. **Всего: 382,2844 т.**

На 15 (пятнадцати) скважин Твердые бытовые отходы 20 03 01 – 59,9175т; Буровой шлам (БШ) 01 05 05* - 2880,096 т; Отработанный буровой раствор (ОБР) 01 05 05*



2605,989т; Промасленная ветошь 15 02 02 – 0,1905т; Отработанные масла 13 02 06 – 178,95 т; Мешкотара 15 01 01 – 2,25 т; Пластмассовые бочки 15 01 02 – 5,25 т. **Всего: 5732,552т.**

При строительстве (бурение смр подгот раб) 1 (одной) скважины - Буровой шлам – 212,37 т/г.; ОБР – 250,3639 т/г.; Промасленная ветошь - 0,1524 т/г.; Металлолом - 0,7584 т/г.; Огарки сварочных электродов - 0,0015 т/г.; Коммунальные отходы (ТБО) – 1,627395 т/г. **Всего – 465,2736 т/г.**

При строительстве (бурение смр подгот раб) 2 (двух) скважин Буровой шлам – 424,74 т/г.; ОБР – 500,7278 т/г.; Промасленная ветошь – 0,3048 т/г.; Металлолом – 1,5168 т/г.; Огарки сварочных электродов – 0,003 т/г.; Коммунальные отходы (ТБО) – 3,2579 т/г. **Всего – 930,5472 т/г.**

При испытании 1 (одного) объекта 1 (одной) скважины Люминесцентные лампы - 0,00003 т/г.; Промасленная ветошь - 0,127 т/г.; Коммунальные отходы (ТБО) – 15,98 т/г. **Всего - 16,11 т/г.**

При испытании 2 (двух) объектов скважины Люминесцентные лампы - 0,00006 т/г.; Промасленная ветошь - 0,254 т/г.; Коммунальные отходы (ТБО) – 31,96 т/г. **Всего - 32,21406 т/г.**

При эксплуатации: Отработанное масло -11т/год; Промасленная ветошь – 0,1524 т/год; Тара из-под ЛКМ - 0,042 т/год; Светодиодные лампы - 0,12 т/год; Ртутьсодержащие отходы - 0,06 т/год; Отработанных аккумуляторных батарей - 0,29 т/год; Резинотехнические изделия (промасленные) - 5 т/год; Огарки сварочных электродов - 0,002255 т/год; Металлолом - 0,68256 т/год; Строительные отходы - 1,25 т/год; Пищевые отходы - 3 т/год; Коммунальные отходы (ТБО) - 12 т/год; Отработанные шины - 3 т/год; **Всего: 36,59921 т/год.**

Лимит накопления, тонн/год при ликвидации последствий недропользования: Отработанные масла – 0,1609 т/г.; Промасленная ветошь - 0,7620 т/г.; Металлолом – 15,0 т/г.; Огарки сварочных электродов - 0,00045 т/г.; Строительные отходы - 1,86 т/г.; Использованная тара – 0,0576.; Коммунальные отходы (ТБО) – 0,065 т/г. **Всего – 17,90595 т/г.**

Намечаемая деятельность - «Проект разработки месторождения Акжол и проект расконсервации скважин» (разведка и добыча углеводородов) относится к I категории, оказывающей значительное негативное воздействие на окружающую среду в соответствии подпункт 1.3 пункт 1 Раздела 1 Приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

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 № КР 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.

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.

Выводы: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует.

При проведении экологической оценки по упрощенному порядку необходимо учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно Протокола, размещенного на «Единый экологический портал» (<https://ecoportal.kz/>).

Руководитель департамента

Ербол Куанов Бисенұлы

