

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



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

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Ақтау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «SK PETROLEUM»

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

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности
«Проект разработки месторождения Северный Карамандыбас по состоянию на
01.09.2024 г.».

Материалы поступили на рассмотрение: 07.10.2024. вх. KZ20RYS00801716.

Общие сведения

В административном отношении территория месторождения Северный Карамандыбас приурочено к Каракиянскому и Мангистаускому району Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен – крупный промышленный центр нефтедобычи, расположенный на расстоянии 40 км к востоку, до пос. Жетыбай – 60 км, до районного центра пос. Курык – 95 км, до областного центра Ақтау – 155 км. Мангистауская область, Мангистауский район, Шетпинский с.о., с.Шетпе – 75 км. Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. В городе Ақтау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Узень-Ақтау. Через месторождение Узень и Жетыбай проходит магистральный нефтепровод Узень–Самара. Нефть месторождения транспортируется по этим каналам. Район характеризуется интенсивно развитой инфраструктурой нефтяного направления, созданной на базе крупнейших газонефтяных месторождений Узень, Жетыбай, Тенге и др.

Общая площадь горного отвода составляет – 11,92 км². Координаты угловых точек: 1) 43° 32' 02" с.ш. 52° 32' 46" в.д. 2) 43° 32' 15" с.ш. 52° 31' 59" в.д. 3) 43° 32' 00" с.ш. 52° 31' 30" в.д. 4) 43° 32' 00" с.ш. 52° 31' 00" в.д. 5) 43° 32' 33,65" с.ш. 52° 31' 00" в.д. 6) 43° 33' 00" с.ш. 52° 31' 17" в.д. 7) 43° 33' 00" с.ш. 52° 34' 00" в.д. 8) 43° 32' 44" с.ш. 52° 34' 00" в.д. 9) 43° 32' 10" с.ш. 52° 36' 01" в.д. 10) 43° 31' 16" с.ш. 52° 35' 32" в.д.



Краткое описание намечаемой деятельности

Предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 118,9 тыс.т, по жидкости – 144,3 тыс.т, по нефтяному газу – 4,8 млн. м³. Технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая: газонефтяная смесь от устьев скважин через устьевой подогреватель по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку (АГЗУ), где осуществляется поскважинный замер добываемой продукции, подогрев и откачка на УПН для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю. Выделившийся газ планируется направлять на собственные нужды (печи подогрева и для выработки электроэнергии). Отделившаяся в процессе сепарации пластовая вода по трубопроводу поступает в резервуары пластовой воды и через насосную станцию БКНС подается на закачку в систему ППД. Характеристика продукции. Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как легкую нефть с плотностью при температуре 20 °С 841,7 кг/м³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40 °С – 23,28 мм²/с, при 50 °С – 11,67 мм²/с, при 60 °С – 8,39 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 18,86 %, асфальто-смолистых веществ – 11,72 %. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистой нефти. Массовое содержание общей серы составляет 0,10 %.

Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности: Система разработки нефтяных месторождений классифицируется на: системы с воздействием и без воздействия, а также по сетке расположения скважин. Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Северный Карамандыбас основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и выполнены согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр. При этом учтена необходимость более полного извлечения нефти из недр при оптимальном режиме разработки залежей до предела экономической рентабельности с применением апробированных для аналогичных условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования. На месторождении Северный Карамандыбас для выбора рациональной системы разработки рассмотрены три расчётных варианта, отличающихся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин, обуславливающих разную эффективность разработки месторождения. Рассмотренные варианты разработки по трем выделенным объектам эксплуатации характеризуются следующим образом. Вариант 1 – разработка залежей будет осуществляться на режиме истощения пластовой энергии, за исключением 2 объекта, который предусматривает перевод под ППД 1 скважины. Предусмотрено бурение 9 добывающих скважин и переводы скважин с объекта на объект. Общий фонд скважин составит 17 ед. Вариант 2 (рекомендуемый) – разработка залежи предлагается с применением ППД путем закачки воды. Предусматривается дополнительное бурение 15 добывающих скважин и перевод 5 скважин под нагнетание воды после выработки запасов нефти. Общий фонд скважин составит 23 ед. Вариант 3 – система разработки остается такой же, как во втором варианте, отличается количеством скважин. Предусмотрено дополнительное бурение еще 4



проектных добывающих скважин и 1 нагнетательной скважин, а также перевод 6 скважин под нагнетание воды после выработки запасов нефти. Общий фонд скважин составит 28 ед. Один вариант по возвратным объектам. Для разработки горизонтов: Ю-Ia, Ю-Iб предлагается перевод 7 скважин из других объектов в период 2039-2055 гг. Горизонта Ю-II - перевод 3 скважин из других объектов в 2035-2044 гг. Горизонта Ю-III - перевод 1 скважины из других объектов в 2036-2040 гг.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта): 1 вариант – 28 лет (2024–2051 гг.). 2 вариант – 27 лет (рекомендуемый) (2024–2050 гг.); 3 вариант – 28 лет (2024–2051 гг.).

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Предполагаемые выбросы 3В по рекомендуемому 2 варианту разработки составят в 2024г. (4месяца) -95,01131т/г (24,30937г/с), в 2025г.- 297,52141т/г (66,90318г/с), в 2026г.- 284,11812т/г (70,82019г/с), в 2027г.- 361,69736т/г (160,08675г/с), в 2028г.- 467,12204 т/г (166,77187г/с) из них: оксид железа - 0,00755т/г (0,0261г/с), марг. и его соедин. - 0,00076т/г (0,00121г/с), азота диоксид - 84,35902т/г (37,16914г/с), азот оксид -13,70721т/г (6,03709г/с), сажа - 4,13025т/г (2,14623г/с), диоксид серы - 12,55766т/г (8,20494г/с), сероводород - 0,00043т/г (0,01937г/с), углерод оксид - 69,21456т/г (32,98781г/с), фторист.соед. - 0,00024т/г (0,00033г/с), фториды - 0,00024т/г (0,00033г/с), метан - 6,11471т/г (0,39471г/с), C1-C5 - 178,15367т/г (45,61079г/с), C6-C10 - 64,83610т/г (6,35435г/с), бензол - 0,84617т/г (0,1055г/с), диметилбензол - 0,44074т/г (0,35971г/с), метилбензол - 0,58106т/г (0,11037г/с), бензапирен - 0,00012т/г (0,000028г/с), метанол - 0,07003т/г (0,00664г/с), бутилацетат - 0,012т/г (0,012г/с), формальдегид - 1,0447т/г (0,54778г/с), ацетон - 0,026т/г (0,026г/с), масло нефт. - 0,00097т/г (0,0068г/с), уайт-спирит - 0,045т/г (0,09380г/с), C12-C19 – 30,55947т/г (20,52883г/с), мелиорант - 0,07995т/г (0,0516г/с), пыль неорг. - 0,33345т/г (5,97042г/с).

Для питьевых целей будет использоваться привозная бутилированная вода. Для хозяйственно-бытовых нужд будет использоваться привозная вода питьевого качества. Для производственных нужд будет использоваться техническая вода.

В рамках намечаемой деятельности объемы водопотребления на месторождении Северный Карамандыбас составят в 2024 году (4 месяца) 309,015 м3 из них: на питьевые нужды – 12,1667 м3, на хозяйственно-бытовые нужды – 152,0833 м3, душевая – 121,6667 м3, столовая – 7,3 м3, прачечная – 2,4333 м3, непредвиденные расходы (5%) – 13,365 м3. В 2025 году 2091,317 м3/год из них: на питьевые нужды – 36,5 м3/год, на хозяйственно-бытовые нужды – 456,25 м3/год, душевая – 365 м3/год, столовая – 21,9 м3/год, прачечная – 7,3 м3/год, непредвиденные расходы (5%) – 40,095 м3/год, пылеподавление – 454,872 м3/год, вода на пожаротушение 50 м3/год, при крс скважин – 270 м3/год, при испытании скважины №19 – 389,4 м3/год. В 2026 году 2393,417 м3/год из них: на питьевые нужды – 36,5 м3/год, на хозяйственно-бытовые нужды – 456,25 м3/год, душевая – 365 м3/год, столовая – 21,9 м3/год, прачечная – 7,3 м3/год, непредвиденные расходы (5%) – 40,095 м3/год, пылеподавление – 454,872 м3/год, вода на гидроиспытание 32,1 м3/год, при смр – 400 м3/год, при крс скважин – 240 м3/год, при испытании скважины №19 – 339,4 м3/год. В 2027 году 3520,845 м3/год из них:



на питьевые нужды – 36,5 м3/год, на хозяйственно-бытовые нужды – 456,25 м3/год, душевая – 365 м3/год, столовая – 21,9 м3/год, прачечная – 7,3 м3/год, непредвиденные расходы (5%) – 40,095 м3/год, при крс скважин – 240 м3/год, при бурении скважин – 2353,8 м3/год. В 2028 году 3610,845 м3/год из них: на питьевые нужды – 36,5 м3/год, на хозяйственно-бытовые нужды – 456,25 м3/год, душевая – 365 м3/год, столовая – 21,9 м3/год, прачечная – 7,3 м3/год, непредвиденные расходы (5%) – 40,095 м3/год, при крс скважин – 330 м3/год, при бурении скважин – 2353,8 м3/год.

В период разработки месторождения Северный Карамандыбас предполагается образование следующих видов отходов: в 2024 г. (4мес.) – 18,5532 тонн. В 2025 г. – 469,1057 т/год. В 2026 г. - 480,3690 т/год. В 2027 г. – 2004,4807 т/год. В 2028 г. – 2087,0487 тонн из них: 1. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) опасные - образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования - 0,2331 т/год. 2. Смешанные металлы (металлолом) неопасные - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов - 9,38 т/год. 3. Различные виды масел (отработанное масло) – опасные – 53,9478 т/год. 4. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) неопасные - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия – 23,768т/год. 5. Смешанные отходы строительства (строительный мусор) неопасные – 5 т/год. 6. Отходы сварки (огарки сварочных электродов) неопасные – образуются в процессе сварочных работ 0,0245т/год. 7. Донные шламы (нефтьешлам) опасные – 15,1680 т/год. 8. Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы) опасные - образуются вследствие истощения ресурса времени работы - 0,0018т/год. 9. Отработанные шины неопасные – 1,44 т/год. 10. Отработанные масляные фильтры опасные - образуются при очистке масла от примесей в процессе работы двигателей - 0,0098т/год. 11. Отработанные топливные фильтры опасные 0,0098 т/год. 12. Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторы) опасные - образуются вследствие истощения ресурса времени работы - 0,116т/год. 13. Упаковка, содержащая остатки или загрязнения опасными веществами (ЛКМ) опасные – образуется при покрасочных работах трубопроводов, емкостей и обвязки - 0,1552т/год. 14. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (использованная спецодежда) опасные - 0,25 т/год 15. Грунт и камни, содержащие опасные вещества опасные - 180 т/год. 16. Шлам от мойки автомобилей – опасные - 0,1248 т/год. 17. Отходы обратной промывки скважин опасные – 99,4620 т/год. 18. Упаковка, содержащая остатки или загрязнения опасными веществами (пластиков. бочки) опасные – 2,1340 т/год. 19. Упаковка, содержащая остатки или загрязнения опасными веществами (металл. бочки) опасные – 0,6788 т/год. 20. АСПО (асфальто-смолистые парафиновые отложения) опасные – 166,075 т/год. 21. Выбуренная порода, хим.реагенты и пр. (буровой шлам) опасные – 782,766 т/год. 22. Выбуренная порода, хим.реагенты и пр. (ОБР) опасные – 746,304 т/год.

На территории зеленые насаждения и объектов животного мира отсутствуют.



Иные ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования: Обеспечение минеральными и сырьевыми ресурсами: технологическое и энергетическое топливо – попутно-нефтяной газ; электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы; тепло – котельные установки; вода – привозная по договору.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Методика основана на балльной системе оценок. Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений составляет 19,8 баллов, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды. Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий: Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха. Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения. Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Почвенный и растительный покров:



использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова. Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки месторождения Северный Карамандыбас по состоянию на 01.09.2024 г», относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

