

«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 Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «Емир-Ойл»

Заклучение

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

На рассмотрение представлены: «Дополнению к Проекту разработки
месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2025 г.».

Материалы поступили на рассмотрение: 30.04.2025. вх. KZ56RYS01125727

Общие сведения

В административном отношении месторождение Кариман находится на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан. Областной центр город Актау – находится в 40 км к юго-западу от площади работ, железнодорожная станция Мангистау – в 30 км к юго-западу, пос. Жетыбай – в 55 км, а г. Жанаозен – в 130 км к юго-востоку. Месторождение расположено в 35 км от базы недропользователя – ТОО «Емир-Ойл», расположенной в поселке Даулет. Ближайшим водным объектом является Каспийское море, расположенное на расстоянии 52 км. Электроснабжение осуществляется от дизельных генераторов ДЭС. Проживание рабочих осуществляется в вахтовом поселке месторождения Долинное. В 30 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау – Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау – Форт-Шевченко.

Координаты геологического отвода: 1. СШ 43°46'15", ВД 51°38'01"; 2. СШ 43°46'00", ВД 51°38'45"; 3. СШ 43°45'57,89", ВД 51°39'36,35"; 4. СШ 43°44'16", ВД 51°41'07"; 5. СШ 43°43'9,71", ВД 51°41'3,45"; 6. СШ 43°43'00", ВД 51°40'15" 7. СШ 43°43'10", ВД 51°39'10"; 8. СШ 43°43'41,16", ВД 51°38'14,04"; 9. СШ 43°45'29,7", ВД 51°37'7,22".

Краткое описание намечаемой деятельности

Предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 134,7 тыс.т, по жидкости – 138,1 тыс.т, по нефтяному газу – 18,3 млн. м3. Система



внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю. Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям по лучевой схеме поступает на групповую замерную установку, где осуществляется поочередной замер дебита скважин через счетчик «БСКЖ-420-40-2-5-Ц». После замера нефтегазожидкостная смесь по трубопроводу Ø150 под давлением 1,0 МПа поступает в нефтегазосепаратор НГС объемом 80 м³ для отделения газа от жидкости. Подогретая нефтяная эмульсия до температуры 65-70°С под давлением 0,1 МПа поступает в горизонтальные емкости-накопители V-1 и V-4 объемом по 100 м³, где происходит отстой нефти от воды. После отстоя вода по трубопроводу отводится в дренажную емкость, откачка производится полупогружным насосным агрегатом в передвижную автоцистерну. Нефть из накопительных емкостей поступает на вход насосов НБ-125 и через печь подогрева ПП-0,63 откачивается по трубопроводу Ду100 в нефтегазосепаратор на ГУ Долинное, где насосами через узел учета нефти подается на стояк налива нефти и автоцистернами транспортируется на УПН ТОО «Oil Preparation Terminal» для дальнейшей подготовки до товарной кондиции, откуда транспортируется в магистральную нефтепроводную систему АО «КазТрансОйл». Газ из нефтегазосепаратора объемом 80 м³ по трубопроводу Ø200 мм направляется в вертикальный газосепаратор ГС-800 для очистки газа механических примесей и капельной жидкости. Часть очищенного газа используется в качестве топлива в печах подогрева, оставшаяся часть газа через замерной узел по трубопроводу поступает на УППГ Долинное для дожима, далее газ через газопровод длиной 8 км перекачивается на УППГ Аксаз, газ после подготовки поступает в газопровод длиной 18 км до газопровода «Актау-Карьер-5», в систему АО «КазТрансГазАймак-Актау». Характеристика продукции. Дегазированную нефть горизонта Т3 по типу можно охарактеризовать, как легкую нефть с плотностью при температуре 20 °С 843,2 кг/м³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40 °С – 15,58 мм²/с, при 50 °С – 11,83 мм²/с, при 60 °С – 8,78 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 20,57 %, асфальто-смолистых веществ – 5,50 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания дегазированной нефти, которая в среднем по горизонту составляет плюс 29 °С. Температура плавления парафина – плюс 62 °С. По содержанию общей серы нефть месторождений Кариман относится к классу малосернистой нефти. Дегазированную нефть горизонта Т2 по типу можно охарактеризовать, как легкую нефть с плотностью при температуре 20 °С 848,0 кг/м³. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40 °С – 18,24 мм²/с, при 50 °С – 10,80 мм²/с, при 60 °С – 7,97 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 18,21 %, асфальто-смолистых веществ – 5,49 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания дегазированной нефти, которая в среднем по горизонту составляет плюс 30 °С. Температура плавления парафина составляет плюс 62 °С. По содержанию общей серы нефть месторождения Кариман относится к классу малосернистой нефти. Массовое содержание общей серы составляет 0,06 %.



Содержание меркаптановой серы составляет в среднем 1,44 ppm. Дегазированная нефть месторождения Кариман является легкой, вязкой, малосмолистой, малосернистой, высокопарафинистой и застывающей при высоких температурах.

На месторождении Кариман, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены два расчётных варианта, отличающиеся плотностью сетки и количеством скважин. Рассмотренные варианты разработки по двум выделенным объектам эксплуатации характеризуются следующим образом. Общие положения вариантов разработки: Для разработки месторождения Кариман по I объекту рассмотрены 2 варианта разработки. По возвратному объекту предусмотрен 1 вариант. По 1 и 2 вариантам разработки планируется разрабатывать на режиме истощения пластовой энергии. Дебиты по новым скважинам (35 т/сут по вертикальным скважинам, 42 т/сут по горизонтальным) приняты по результатам последних пробуренных скважин. В виду сложных триасовых карбонатных коллекторов следует учитывать коэффициент надежности, который принят на уровне 25 %. Хотелось бы отметить, что на месторождении Кариман при бурении скважин от 300 м до 500 м от основной зоны отбора, коллекторские свойства в зоне дренирования практически первоначальные. Причиной этого является низкая проницаемость, пьезопроводность и гидропроводность, что говорит о слабом распределении давления в залежах. Расчеты прогнозных технологических показателей по возвратному объекту выполнены по одному варианту разработки. По состоянию на 01.01.2025 г. фонд добывающих скважин I объекта разработки (горизонты Т2Б+Т2В) составляет 16 единиц, по II объекту 3 единицы. Вариант 1 На I объекте разработки предусмотрено: с 2025 г. бурение и ввод в эксплуатацию 7 добывающих скважин, из них 1 горизонтальная; перевод 9 добывающих скважин на II (возвратный) объект. Размещение скважин по сетке 500х500 м. Фонд добывающих скважин составит всего 23 ед. На II возвратном объекте разработки предусмотрено: Перевод 9 добывающих скважин с I объекта. Размещение скважин избирательное Фонд добывающих скважин составит всего 12 ед. Вариант 2(рекомендуемый) На I объекте разработки предусмотрено: бурение и ввод 9 добывающих скважин; из них 2 горизонтальные; перевод 9 добывающих скважин на II объект; Размещение скважин по сетке 500х500 м. Общий фонд добывающих скважин составит 27 ед. Возвратный объект разработки соответствует Варианту 1.

1 вариант разработки - 2025 - 2079 гг.; 2 вариант разработки - 2025 - 2079 гг. Сроки утилизации – после окончания разработки месторождения, в рамках Проекта ликвидации.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 2 варианту разработки (рекомендуемый) составят: - в 2025 году – 67,895116 т/год, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 8,90145312 т/год, азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 1,446460507 т/год, углерод (3 кл.оп.) – 0,525335933 т/год, сера диоксид (3 кл.оп.) – 0,430392097 т/год, сероводород (2 кл.оп.) – 0,000030987 т/год, углерод оксид (4 кл.оп.) – 11,539589328 т/год, метан – 6,417563983 т/год, смесь углеводородов предельных C1-C5 – 28,10178 т/год, смесь углеводородов предельных C6-C10 – 10,25848 т/год, бензол (2 кл.оп.) – 0,13196 т/год, диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,04157 т/год, метилбензол (3 кл.оп.) – 0,0832 т/год, метанол (3 кл.оп.) – 0,0173 т/год; - в 2026 году – 112,482196 т/год, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 20,31391312



т/год, азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 3,300940507 т/год, углерод (3 кл.оп.) – 0,525335933 т/год, сера диоксид (3 кл.оп.) – 0,761892097 т/год, сероводород (2 кл.оп.) – 0,000030987 т/год, углерод оксид (4 кл.оп.) – 16,829389328 т/год, метан – 11,707363983 т/год, смесь углеводородов предельных C1-C5 – 42,89954 т/год, смесь углеводородов предельных C6-C10 – 15,73142 т/год, бензол (2 кл.оп.) – 0,20348 т/год, диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,06387 т/год, метилбензол (3 кл.оп.) – 0,12772 т/год, метанол (3 кл.оп.) – 0,0173 т/год; - в 2027 году – 135,579226 т/год, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 22,30669312 т/год, азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 3,624760507 т/год, углерод (3 кл.оп.) – 0,525335933 т/год, сера диоксид (3 кл.оп.) – 0,804552097 т/год, сероводород (2 кл.оп.) – 0,000030987 т/год, углерод оксид (4 кл.оп.) – 17,510329328 т/год, метан – 12,388303983 т/год, смесь углеводородов предельных C1-C5 – 56,94725 т/год, смесь углеводородов предельных C6-C10 – 20,92744 т/год, бензол (2 кл.оп.) – 0,27142 т/год, диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,08528 т/год, метилбензол (3 кл.оп.) – 0,17053 т/год, метанол (3 кл.оп.) – 0,0173 т/год; - в 2028 году – 150,013426 т/год, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 22,30669312 т/год, азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 3,624760507 т/год, углерод (3 кл.оп.) – 0,525335933 т/год, сера диоксид (3 кл.оп.) – 0,804552097 т/год, сероводород (2 кл.оп.) – 0,000030987 т/год, углерод оксид (4 кл.оп.) – 17,510329328 т/год, метан – 12,388303983 т/год, смесь углеводородов предельных C1-C5 – 67,41248 т/год, смесь углеводородов предельных C6-C10 – 24,7979 т/год, бензол (2 кл.оп.) – 0,3221 т/год, диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,10107 т/год, метилбензол (3 кл.оп.) – 0,20257 т/год, метанол (3 кл.оп.) – 0,0173 т/год; - в 2029 году – 169,316426 т/год, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 22,30669312 т/год, азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 3,624760507 т/год, углерод (3 кл.оп.) – 0,525335933 т/год, сера диоксид (3 кл.оп.) – 0,804552097 т/год, сероводород (2 кл.оп.) – 0,000030987 т/год, углерод оксид (4 кл.оп.) – 17,510329328 т/год, метан – 12,388303983 т/год, смесь углеводородов предельных C1-C5 – 81,40795 т/год, смесь углеводородов предельных C6-C10 – 29,97427 т/год, бензол (2 кл.оп.) – 0,38976 т/год, диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,12224 т/год, метилбензол (3 кл.оп.) – 0,2449 т/год, метанол (3 кл.оп.) – 0,0173 т/год. Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной добывающей скважины при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-50 и XJ-550 составит - 29,5772072 г/с или 63,578975789 тонн, при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-70 и XJ-550 - 29,5877352 г/с или 63,577698789 тонн.

Расчетное водопотребление составит: 12,474 м3/сут, 4553,01 м3/год. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины составят 2582,4 м3, из них: для хозяйственно-бытовых нужд – 432,9 м3, для котельной установки – 195,4 м3, для технических нужд – 1954,1 м3.

Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления составят 222,1058 т/год, их них: 1. Опилки и стружка черных металлов (метал.стружка) - образуется при инструментальной обработке металлов. Количество металлической стружки ориентировочно составит 0,08 т/год. 2. Металлолом - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 2,0 т/год. 3. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасл.ветошь) - образуется в процессе протирки деталей и



механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 0,635 т/год. 4. Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отраб.люм.лампы) - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп ориентировочно составит 0,0027 т/год. 5. Отходы сварки (огарки сварочных электродов) – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов ориентировочно составит 0,0105 т/год. 6. Медицинские препараты (мед.отходы) - образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт. Количество медицинских отходов ориентировочно составит 0,012 т/год. 7. Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строит.отходы) - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 2,0 т/год. 8. Отработанные масляные фильтры - образуются при очистке масла от примесей в процессе работы двигателей. Количество отработанных масляных фильтров ориентировочно составит 0,07 т/год. 9. Отработанные масла – образуются на производственной площадке при эксплуатации насосных установок и др. оборудования, а также автотранспортных средств. Количество отработанных масел ориентировочно составит 0,1496 т/год. 10. Нефтешлам – образуется при периодических зачистках технологических резервуаров и емкостей, предназначенных для хранения нефтепродуктов. Ориентировочное образование нефтешлама составит 197,3 т/год. 11. Изоляционные отходы – образуются в процессе изоляционных работ. Количество изоляционных отходов ориентировочно составит 0,5 т/год. 12. Отходы резинотехнических изделий - к ним относятся отработанные резинотехнические изделия в виде прокладок, отработанные ремни на насосах, транспортерные ленты и т.д. Количество отходов РТИ ориентировочно составит 0,3 т/год. 13. Электронный лом – отходы морально устаревшего и вышедшего из строя портативного оборудования и оргтехники. Ориентировочный объем отходов составит 0,46 т/год. 14. Тара из-под лакокрасочных материалов - образуется в результате проведения работ по окраске изделий, зданий и оборудования. Количество тары лакокрасочных материалов составит 0,058 т/год. 15. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 15,9 т/год. 16. Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищев.отходы) - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 2,628 т/год. Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной добывающей скважины составит 2988,926645 тонн, из них: буровой шлам – 1009,75 т, отработанный буровой раствор – 1959,75 т, промасленная ветошь – 0,0318 т, отработанные масла – 3,56045 т, металлолом – 1 т, огарки сварочных электродов – 0,0046 т, тара из-под химреагентов (бумаж.мешки) – 2,8208 т, тара из-под химреагентов (полипропил.мешки) – 5,484 т, тара из-под химреагентов (пластик.канистры) – 0,000495 т, тара из-под химреагентов (мет.бочки) – 0,0123 т, протекторы обсадных труб (мет.) – 0,758 т, протекторы обсадных труб (пластик.) – 3,8042 т, ТБО – 1,95 т.

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: Технологическое и энергетическое топливо – дизельное топливо, попутный нефтяной газ на собственные нужды Электроэнергия – ЛЭП (220-110 кВт), ДЭС Тепло – котельная.

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 разработки месторождения Кариман составляет 19,75 баллов, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. 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.

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха. Водные ресурсы: предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли, проведение мероприятий по защите подземных вод; систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения, гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием водных ресурсов. Недра: конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Почвенный и растительный покров: упорядочить использование только необходимых дорог, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф; в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и своевременный вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова. Животный мир: разработка маршрутов техники, не пересекающих миграционные пути животных; запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.; строгое запрещение кормления диких животных персоналом; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты.



Намечаемая деятельность: «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2025 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

