



АО «Матен Петролеум»

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ66RYS01092276 от 15.04.2025 года.

Общие сведения:

Акционерное общество "Матен Петролеум", 060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау г.а., г.Атырау, улица Бактыгерей Құлманов, строение № 105, 100940002277, ЛЮ ЦЗИНЬЧЭН, 87122766666, info@matenpetroleum.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 №KZ66RYS01092276 от 15.04.2025 года является разведка и добыча углеводородов.

Цель разработки проектного документа – проектирование и обоснование рациональной экономически обоснованной системы разработки месторождения Кара-Арна. Обоснованием разработки Дополнения к проекту разработки месторождения Кара-Арна является увеличение проектных скважин с 2-х до 5-и, а также проведение опытно-промысловых испытаний технологии одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ).

Месторождение вступило в эксплуатацию в 1964 г., промышленная разработка начата в 1974 г. Действующим проектным документом на разработку месторождения Кара-Арна является «Проект разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.07.2021 г.», который был утвержден ЦКРР МЭ РК (протокол № 29/4 от 28.07.2022 г.).

Основные положения утвержденного в проектном документе второго варианта: • Проектно-рентабельный период разработки – 2021- 2038 годы. • Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1 681,7 тыс.т. • Конечная обводненность – 94,6 %. Рентабельный КИН – 0,340 д.ед. Система разработки в настоящее время – площадное размещение добывающих скважин с плотностью сетки скважин 4 га/скв. Закачка пластовой воды осуществляется только на основных объектах разработки – I, II и III, на которых в действующем проектном документе закладывалось приконтурное заводнение. Фактически оно реализовано только на III объекте, на I и II объекте система ППД – избирательная.

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении пробурено всего 221 скважина, из них: добывающих – 171, нагнетательных – 12, в консервации – 1, ликвидированных – 21, наблюдательных – 13, водозаборных – 3. Эксплуатационный фонд месторождения представлен 171 скважинами, все действующие и работают механизированным способом: 121 скважина – ШГН, 50 скважин – электровинтовым насосом (ЭВН). Ликвидированных скважин 21 ед., из них 20 ликвидированы после бурения и 1 – по техническим причинам после эксплуатации. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было рассмотрено 2 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Кара-Арна.

Первым (базовым) вариантом рассматривает разработку всех объектов с выполнением полного объема геолого-технических мероприятий, направленных на реабилитацию существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия нагнетательных скважин, переводы между объектами, переводы скважин в другие категории, изоляция обводненных



интервалов и выключение высокообводненных скважин, дострелы и перестрелы для наиболее полной выработки. Также предусмотрено бурение 1 новой добывающей скважины вертикальной конструкции в 2025 г. и 1 новой добывающей скважины вертикальной конструкции в 2026 г. на II объекте для выработки целиков нефти. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 169 и 19 ед. соответственно.

Второй (рекомендуемый) вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает охват объектов разработки дополнительным бурением 5 скважин. Предусматривается перевод 7 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления. К существующей системе заводнения, которая помогает вытеснять нефть из пластов, предусматривается внедрение очагового заводнения на I объекте разработки. Также по данному варианту предусматривается проведение опытно-промысловых испытаний технологии ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) в нагнетательных скважинах 5, 55, 137, 142 для совместной разработки основных объектов. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 172 и 19 ед. соответственно.

Согласно 1 варианту в 2025 году предполагается максимальный объем добычи нефти – 107,8 тыс.т. и максимальный объем добычи жидкости – 1429,8 тыс.т. предполагаемый среднесуточный дебит 1 скв. при максимальном объеме добычи нефти в 2025 году составит 1,9 т/сут. Максимальный фонд скважин достигается в 2027 году – 169 ед. предполагается бурение 2 скважин в 2025 и 2026 гг.

Согласно 2 рекомендуемому варианту в 2025 году предполагается максимальный объем добычи нефти – 108,3 тыс.т. и максимальный объем добычи жидкости – 1453,0 тыс.т. в 2026 г. Предполагаемый среднесуточный дебит 1 скв. при максимальном объеме добычи нефти в 2025 году составит 1,9 т/сут. Максимальный фонд скважин достигается в 2027 году – 172 ед.

Для оценки экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки. Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2-х вариантах.

Вариант 1 (Базовый) Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2038 годы. Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 987,5 тыс.т. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9975,8 тыс.т. Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 16697,1 тыс.т. Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 60455,5 тыс.т. Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 14137,6 тыс.м3. Накопленная закачка воды с начала разработки – 44534,6 тыс.м3. Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,335 д.ед.

Вариант 2 (рекомендуемый) Проектно-рентабельный период разработки – 2025-2040 годы. Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1133,1 тыс.т. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 10089,2 тыс.т. Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 18825,3 тыс.т. Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 62583,7 тыс.т. Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 16041 тыс.м3. Накопленная закачка воды с начала разработки – 46438,0 тыс.м3. Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,340 д.ед.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти.

Вариант 1 продолжающий реализацию текущей системы разработки является экономически не эффективным. В настоящее время месторождение Кара-Арна обустроено в полном объеме в соответствии с проектом, на котором функционируют следующие основные объекты и сооружения: •Добывающие скважины; •Групповые замерные установки (ГЗУ) «Спутник АМ-40-14-400» в количестве 13-ти единиц, рассчитанные на давление 4 МПа; •

Выкидные линии от скважин до АГЗУ с рабочим давлением 0.3 МПа, выполненные из



стальных труб диаметром 89 и 114 мм и толщиной стенки 5 мм, оборудованные индикатором давления; • Трубопроводы диаметром 219 мм для перекачки нефти от АГЗУ до центрального пункта сбора (ЦПС) месторождения Кара-Арна; • Коллектор от АГЗУ-1, 1а, 4 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм; • Коллектор от АГЗУ-2, 2а, 2б, 6 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм; • Коллектор от АГЗУ-3, 3а, 5 до ЦПС Кара-Арна; • Коллектор от АГЗУ-8 до ЦПС Кара-Арна диаметром 159 мм; • Коллектор от АГЗУ-7 до АГЗУ-9 диаметром 159 мм; • Коллектор от АГЗУ-9 диаметром 219 мм до ЦПС Кара-Арна; • Коллектор от ЦПС Кара-Арна до НПС «Каратон» диаметром 219мм .

Подготовка нефти на месторождении Кара-Арна осуществляется в 3 ступени на центральном пункте сбора ЦПС методом термохимического обезвоживания водонефтяной эмульсии. Нефтяная эмульсия с месторождений Кара-Арна и Кокарна Восточная (на месторождении Кокарна Восточная дозируется деэмульфер F-940T или деэмульгатор TOPDEM 520 в среднем 35,7 грамм на тонну) поступает на установку подготовки для разрушения путем теплового воздействия с применением химических реагентов-деэмульгаторов. В результате эффективного разрушения водонефтяных эмульсий улучшаются свойства товарных нефти. Также планируется с 2025 года осуществлять прием продукции со скважин с месторождения Пустынное. Имеющиеся мощности ЦПС месторождения Кара-Арна позволят это делать без реконструкции и расширения. В связи с отсутствием добычи попутно-добываемого газа для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме природный газ приобретает на месторождении Тенгиз.

Административно нефтяное месторождение Кара-Арна входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, расположено в пределах блоков ХХІХ–14-В (частично), С (частично). Географически площадь расположена в южной части Прикаспийской впадины. Ближайшими населенными пунктами являются пос. Косшагыл, находящийся на расстоянии 68,56 км, и районный центр г. Кульсары, расположенный в 86,04 км к северо-востоку от месторождения. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 140 км. Связь месторождения Кара-Арна с населенным пунктом Кульсары и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием. В экономическом плане район благоприятный, с развитой нефтяной инфраструктурой. По территории района проходят: магистральный газопровод Средняя Азия – Центр; нефтепровод Тенгиз - Кульсары – Атырау - Новороссийск; нефтепровод Узень - Кульсары-Атырау- Самара; водовод Астрахань-Мангышлак. Электроснабжение объектов добычи и подготовки на месторождении осуществляется от подстанции «Тенгиз-220кВ» по внутри промысловым воздушным линиям (ВЛ-10 кВ). Теплоснабжение помещений на нефтепромысле осуществляется за счет собственных котельных и воздухонагревателей, работающих на природном газе.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: Срок начала реализации намечаемой деятельности – 2025 г. Срок начала ввода скважин из бурения и срок начала разработки по 2м вариантам с 2025 г. Проектно-рентабельный период разработки по 1 варианту – 2025-2038 годы. Проектно-рентабельный период разработки по 2 варианту – 2025-2040 годы.

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, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и на период строительства скважин. Более точные объемы выбросов ЗВ будут представлены в Проекте НДВ и в технических проектах на строительство скважин, после утверждения основных показателей в рамках данного Проекта разработки. Выбросы от существующего оборудования согласно действующему проекту НДВ на 2025 г. составляют 109,921839694 г/сек или 152,73424316 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 0-4 класса опасности: Железо (II, III) оксиды – 0,04913 т/год, Марганец и его соединения – 0,001357



т/год, Азота (IV) диоксид - 21,53064168 т/г, Азот (II) оксид – 3,498731148 т/г, гидрохлорид – 0,0000025 т/г, Углерод – 0,7625026135 т/год, Сера диоксид – 3,35420377 т/г, Углерод оксид – 17,646938 т/г, Сероводород – 0,057779 т/г, Фтористые газообразные соединения - 0,000651 т/г, Фториды неорганические плохо растворимые – 0,0007 т/г, Метан – 2,628397 т/г, Смесь углеводородов предельных C1- C5 – 70,71403 т/г; Смесь углеводородов предельных C6-C10 – 26,11672 т/г, пентилены – 0,0020275 т/г, бута-1,3-диен – 0,000025 т/г, изобутилен – 0,000012 т/г, 2-Метилбута-1,3-диен – 0,0000023 т/г, пропен – 0, 0000015 т/г, этен – 0,000026 т/г, Бензол – 0,342605899 т/г, 1-(Метилвинил)бензол – 0,0000014 т/г, Метилбензол – 0,25587369 т/г, 1,2,4-Триметилбензол – 0,00001206 т/г, этилбензол – 0,00004866 т/г, Бенз/а/ пирен – 0,00004866 т/г, 2-Хлорбута-1,3-диен – 0,0000021 т/г, бутан-1-ол – 0,012 т/г, метанол – 0,00007238 т/г , этанол – 0,008 т/г, 2-Этоксизтанол – 0,0064 т/г, бутилацетат – 0,008 т/г, дибутилфталат – 0,0000022 т/г, Формальдегид – 0,173213579 т/г, пропан-2-он – 0,0056 т/г, оксиран – 0,00000055 т/г, акрилонитрил – 0, 0000037 т/г, Масло минеральное нефтяное – 0,000224 т/г, уайт-спирит – 4,181571 т/г, Алканы C12-19 – 4, 181571 т/г, эмульсол – 0,00002016 т/г, взвешенные частицы – 0,0298375 т/г, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 – 0,1887 т/г. В связи с приемом нефти с м/р Пустынное с 2025 г., объем нефти, закачиваемый в резервуары, меняется. При реализации №2 рекомендуемого варианта ориентировочный наибольший годовой выброс ЗВ в атмосферу ожидается в 2026 году при максимальном объеме добычи нефти на м/р Кокарна Восточная (согласно проекту разработки м/р Кокарна Восточная). количество ЗВ в атмосферу составит 2,3292 г/с или 149,8 т/год.

В 2025 году при максимальном объеме добычи нефти на м/р Кара-Арна количество ЗВ в атмосферу составит 1,9218 г/с или 95,9 т/год.

В 2028 году при максимальном объеме добычи нефти на м/р Пустынное (согласно проекту разработки м/р Пустынное). Количество ЗВ в атмосферу составит 1,6758 г/с или 138,96 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности.

Выбросы ЗВ при бурении 1 добывающей скважины по 1 варианту составят (по проекту аналогу) 33,41564 г/сек или 22,99181 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 0-4 класса опасности: Железо (II, III) оксиды – 0,001282 т/год, Марганец и его соединения – 0,00011 т/год, Азота (IV) диоксид - 6,184643 т/г, Азот (II) оксид – 1,004975 т/г, Углерод – 0,480833 т/год, Сера диоксид – 2,452381 т/г, Углерод оксид – 3,7668 т/г, Сероводород – 7,67e-05 т/г, Фтористые газообразные соединения - 0,00009 т/г, Фториды неорганические плохо растворимые – 0,000396 т/г, Метан – 0,052673 т/г, Смесь углеводородов предельных C1-C5 – 0,48262 т/г; Смесь углеводородов предельных C6-C10 – 0,876542 т/г, Бензол – 0,002332 т/г, Диметилбензол – 0,000733 т/г, Метилбензол – 0,001465 т/г, Бензапирен – 7,5e-06 т/г, Формальдегид – 0, 068988 т/г, Масло минеральное нефтяное – 1,13e-05 т/г, Алканы C12-19 – 1,713129 т/г, Пыль неорганическая , содержащая двуокись кремния в %: 70-20 – 1,85423 т/г

Выбросы ЗВ при бурении 2 скважин по 2 рекомендуемому варианту в 2025 г. (по проекту-аналогу) составят 66,83128 г/сек или 45,98362 т/год; Выбросы ЗВ при бурении 3 скв. по 2 рекомендуемому варианту в 2026 г. (по проекту-аналогу) составят 100, 2469 г/сек или 68,97544 т/г.

Описание сбросов загрязняющих веществ: На месторождении Кара-Арна формируются три вида выпуска сточных вод: • Хозяйственно-бытовая, образуется во время жизнедеятельности офисных помещений и столовой на месторождении; • Пластовая (отделяемая при подготовке нефти); • Производственно-техническая (отработанная техническая вода после обессоливания нефти во время её подготовки) Хозяйственно-бытовые стоки сбрасываются в септик и вывозятся по договору сторонней организацией, пластовые и производственно-технические воды закачиваются через нагнетательные скважины в систему ППД. Закачка пластовой воды ведется отдельно от производственной сточной воды, через сеть нагнетательных скважин, а производственной сточной воды только через нагнетательную скважину №23, и при остановке на время профилактических работ-через скважину 13. Участком недр по закачке пластовой и отработанной технической воды для поддержания пластового давления являются залежи 3-х основных объектов разработки



месторождения. Согласно действующему проекту НДС на 2024-2028 гг. объем производственных сточных вод (q, м³/час), закачиваемых в недра для заведения нефтяных пластов на 2024-2028г.г. будет составлять: 2025-2028 гг: 15000м³/год – 1,712м³/час.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: количество отходов представлено по 2м вариантам разработки по проектам-аналогам и являются предварительными.

При бурении 1 добывающей скважины по 1 варианту образуется 321,105 т/год отходов, из них опасные отходы – 319,3142 т/год, неопасные отходы – 1,7908 т/год.

При бурении 2 добывающих скважин по 2 рекомендуемому варианту в 2025 г. образуется 642,21 т/год отходов, из них опасные отходы – 638,63 т/год, неопасные отходы – 3,5816 т/год.

При бурении 3 добывающих скважин по 2 рекомендуемому варианту в 2026 г. образуется 963,315 т/год, из них опасные отходы – 957,94 т/год, неопасные отходы – 5,3724 т/год.

Выводы:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление №KZ66RYS01092276 от 15.04.2025 года о намечаемой деятельности, пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

В заявлении о намечаемой деятельности указано, что намечаемая деятельность по классификации относится к пп. 2.1 Разведка и добыча углеводородов п.2 Недропользование Раздела 2 приложения 1.

Согласно п.1 статьи 65 Экологического Кодекса РК для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии), если обязательность проведения оценки воздействия на окружающую среду в отношении такой деятельности или таких объектов установлена в заключении о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности **«Оценка воздействия на окружающую среду» является обязательной.**

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 Министр 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. Необходимо представить карту-схему расположения предприятия с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон.

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. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу.

5. Вместе с тем, 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 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.

6. 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).

7. 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).

8. Согласно пункту 1 статьи 30 Закона Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года №288-VI ЗРК "Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия" При освоении территорий до отвода земельных участков должны производиться археологические работы по выявлению объектов историко-культурного наследия в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Руководитель департамента

Жусупов Аскар Болатович

