

KZ66RYS01092276

15.04.2025 г.

## Заявление о намечаемой деятельности

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:  
для физического лица:

фамилия, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), адрес места жительства, индивидуальный идентификационный номер, телефон, адрес электронной почты;

для юридического лица:

Акционерное общество "Матен Петролеум", 060011, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТЬ, АТЫРАУ Г.А., Г.АТЫРАУ, улица Бақтыгерей Құлманов, строение № 105, 100940002277, ЛЮ ЦЗИНЬЧЭН, 87122766666, info@matenpetroleum.kz

наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

2. Общее описание видов намечаемой деятельности, и их классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс) «Дополнение к проекту разработки месторождения Кара-Арна» по классификации относится к приложению 1 ЭК РК к Разделу 2. П.2 Недропользование 2.1. «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-промышленных испытаний технологии одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ)..

3. В случаях внесения в виды деятельности существенных изменений:

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса) В 2022 г. был разработан «Проект разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2021 г. (Протокол ЦКРР № 29/4 от 28.07.2022 г.), в котором были утверждены технологические показатели по II варианту разработки на 2022-2038 гг. и Раздел ООС к нему. Настоящее «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кара-Арна» составлен согласно п.104 гл.10 «Единых правил...» на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов по состоянию на 01.01.2025 г. ;

описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее было выдано заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду (подпункт 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса) Ранее было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности (№KZ93VWF00068130 от 13.06.2022 г.) к «Проекту разработки месторождения Кара-Арна». .

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест 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 (обзорная карта месторождения на рис. 1 в Приложении 1.). 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 внутрипромысловым воздушным линиям (ВЛ-10 кВ). Теплоснабжение помещений на нефтепромысле осуществляется за счет собственных котельных и воздухонагревателей, работающих на природном газе. Возможность выбора других мест осуществления намечаемой деятельности не предусматривается ввиду территориальной привязки данного участка недр к контракту на добычу углеводородов и технологической привязки проектируемых объектов..

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции 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. .

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности 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 . Принципиальная технологическая схема существующей системы сбора продукции скважин месторождения Кара-Арна представлена на рисунке 2. в Приложении 1. 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-940Т 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 нефтей. 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. Технологическая схема ЦПС представлена на рисунке 3 в Приложении 1. В связи с отсутствием добычи попутно-добываемого газа для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме природный газ приобретает на месторождении Тенгиз..

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта) 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. Окончание эксплуатации и постутилизация – срок действия контракта на недропользование..

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и постутилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и

максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования Площадь горного отвода – 39,023 км<sup>2</sup>; (Картограмма в Приложении 1) Целевое назначение земельного участка согласно Контракту №230 от 7 сентября 1998 года - добыча углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна в Жылыойском районе Атырауской области РК. Период добычи закреплён Дополнением №15 к Контракту сроком до конца 2038 г.;

2) водных ресурсов с указанием:

предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохраных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности На хозяйственно-бытовые нужды месторождения вода питьевого качества предоставляется согласно договору с ТОО «Магистральный Водовод». Отпуск воды производится на 101 км водовода «Кульсары-Прорва» магистрального трубопровода Астрахань-Мангышлак. Техническая вода предоставляется согласно договору с ТОО «Тенгизшевройл». Ежегодный объем поставки воды договором не устанавливается, расход воды учитывается на основании показаний счетчиков и оплачивается ежемесячно по факту. Согласно сложившейся инфраструктуре и специфике деятельности предприятия на территории месторождения Кара-Арна имеет место образование трех видов сточных вод: □

хозяйственно-бытовые (вода, используемая в процессе жизнедеятельности работающего персонала) ; □ производственные сточные воды (техническая вода после подготовки нефти); □ пластовые (попутно-добываемые с полезным ископаемым - нефть). Также на площадки поставляется бутилированная питьевая вода для персонала. Источником образования хозяйственно - бытовых сточных вод является вахтовый поселок, предназначенный для проживания персонала, работающего на месторождениях. В поселке имеется столовая, прачечная, административные и бытовые помещения. Сформированные хозяйственно-бытовые сточные воды собираются в септик объемом 60 м<sup>3</sup>, расположенный в непосредственной близости от вахтового поселка и по мере его накопления вывозятся сторонней организацией по договору. Пластовые воды образуются при добыче и подготовке нефти, при ее отделении в резервуаре сбора и отстоя нефти. Источником формирования производственных сточных вод является процесс подготовки нефти, образуемых при промывке нефти от солей. Производственные сточные воды, как и пластовые закачиваются в нефтеносные горизонты для заводнения нефтяных пластов месторождения Кара-Арна через нагнетательные скважины. Объекты м/р Кара-Арна будут располагаться за пределами водоохраных зон. Необходимость установления – нет. Гидрографическая сеть представлена Каспийским морем на расстоянии 37,55 км. Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря находится на расстоянии 2,24 км на западе от месторождения. ;

видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая) виды водопользования: для питьевых и технических целей. На хозяйственно-бытовые нужды месторождения вода питьевого качества предоставляется согласно договору с ТОО «Магистральный Водовод». Отпуск воды производится на 101 км водовода «Кульсары-Прорва» магистрального трубопровода Астрахань-Мангышлак. Техническая вода предоставляется согласно договору с ТОО «Тенгизшевройл». Ежегодный объем поставки воды договором не устанавливается, расход воды учитывается на основании показаний счетчиков и оплачивается ежемесячно по факту.;

объемов потребления воды Необходимо: питьевая вода, техническая вода. Ориентировочные объемы водопотребления на период строительства 1, 2 и 3 добывающих скважин (по 2м вариантам разработки) приняты согласно проекту-аналогу. Водопотребление/водоотведение на период бурения: по 1 варианту предусматривается бурение 1 добывающей скважины, для которого общий объем водопотребления составит 707,511 м<sup>3</sup>; из них: вода на технические нужды – 454,23 м<sup>3</sup>, в том числе: для обмыва технологического оборудования – 23,5 м<sup>3</sup>, для приготовления бурового раствора – 361,95 м<sup>3</sup>, для приготовления цементного раствора – 68,78 м<sup>3</sup>, вода питьевого качества – 253,281 м<sup>3</sup>, в том числе: на хоз-бытовые нужды – 221,025 м<sup>3</sup>, на технические нужды – 32,256 м<sup>3</sup>. По 2 рекомендуемому варианту общий объем водопотребления при бурении 2 добывающих скважин в 2025 г. составит 1415,022 м<sup>3</sup>; при бурении 3 скважин в 2026 г. составит 2122,533 м<sup>3</sup>. Водопотребление/водоотведение при закачке в пласт: согласно действующему проекту НДС для м/р Кара-Арна расчет по водопотреблению и отведению сточной воды, образуемой и потребляемой при подготовке нефти, не приводится, т.к. поставка технической воды осуществляется согласно договору с Тенгизшевройл и объем водопотребления и отведения исходит из содержания соли в нефти, что на

проектный период спрогнозировать невозможно, таким образом, поставка воды будет осуществляться по факту. ;

операций, для которых планируется использование водных ресурсов Забор воды из водных ресурсов не предусматривается в данном проекте;

3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны) АО «Матен Петролеум» имеет Контракт №230 от 7 сентября 1998 года на добычу углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна в Жылыойском районе Атырауской области РК. Период добычи закреплен Дополнением №15 к Контракту сроком до конца 2038 г. Горный отвод (Участок недр) предоставлен для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кара-Арна. Площадь горного отвода – 39,023 кв.км. Координаты границ горного отвода обозначены угловыми точками с №1 по №8: точка №1 с.ш. 46°17'34,4528", в.д. 53°23'23,3702"; точка №2 с.ш. 46°14'32,8680", в.д. 53°25'06,0497"; точка №3 с.ш. 46°13'04,7774", в.д. 53°25'00,4776"; точка №4 с.ш. 46°12'19,3963", в.д. 53°24'20,3608"; точка №5 с.ш. 46°12'28,3075", в.д. 53°21'06,5010"; точка №6 с.ш. 46°15'23,9820", в.д. 53°20'53,7756"; точка №7 с.ш. 46°16'15,7699", в.д. 53°22'00,1970"; точка №8 с.ш. 46°17'36,4101", в.д. 53°22'28,7729"; (Картограмма в Приложении 1);

4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации Использование растительных ресурсов не предусматривается.;

5) видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием :

объемов пользования животным миром Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается ;

предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.;

иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.;

операций, для которых планируется использование объектов животного мира Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.;

6) иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования На период бурения скважин: сырье – местное РК, технологическое и энергетическое топливо – дизельное топливо, электроэнергия – дизельгенераторы.;

7) риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью Риски отсутствуют..

9. Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей) Ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и на период строительства скважин. Более точные объемы выбросов ЗВ будут представлены в Проекте НДС и в технических проектах на строительство скважин, после утверждения основных показателей в рамках данного Проекта разработки. Выбросы от существующего оборудования согласно действующему проекту НДС 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 С1-С5 – 70,71403 т/г; Смесь углеводородов предельных С6-С10 – 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 С12-19 – 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 С1-С5 – 0,48262 т/г; Смесь углеводородов предельных С6-С10 – 0,876542 т/г, Бензол – 0,002332 т/г, Диметилбензол – 0,000733 т/г, Метилбензол – 0,001465 т/г, Бенз/а/пирен – 7,5e-06 т/г, Формальдегид – 0,068988 т/г, Масло минеральное нефтяное – 1,13e-05 т/г, Алканы С12-19 – 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.

10. Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей 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 заводнения нефтяных пластов на 2024-2028г.г. будет составлять: 2025-2028 гг: 15000м3/год – 1,712м3/час..

11. Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей Количество отходов представлено по 2м вариантам разработки по проектам-аналогам и являются предварительными. Более точные объемы отходов могут быть представлены в соответствующих технических проектах. 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. .

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений Экологическое разрешение на воздействие Департамента экологии Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов РК..

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты) Для характеристики современного состояния компонентов окружающей среды на месторождении Кара-Арна использовались мониторинговые данные «Отчета по результатам производственного экологического мониторинга на месторождении Кара-Арна» за 3-4 квартал 2024 г.» ТОО «Компания Эколайн». Анализ результатов показал соблюдение нормативов ПДК и следующие диапазоны концентраций загрязняющих веществ: • в атмосферном воздухе на границе СЗЗ: диоксид азота – 0,0905 мг/м<sup>3</sup>; оксид азота – 0,04469 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода – 3,025; Смесь углеводородов предельных С1-С5 – ≤25 мг/м<sup>3</sup>, Смесь углеводородов предельных С6-С10 – ≤30 мг/м<sup>3</sup>, Смесь углеводородов предельных С12-С19 – ≤0,5 мг/м<sup>3</sup>, диоксид углерода - ≤0,025 мг/м<sup>3</sup>. • В почве на границе СЗЗ: нефтепродукты – 0,03425 млн-1, медь – 8,1675 мг/кг, цинк - 48,43 мг/кг, свинец – 16,34 мг/кг. • В подземной воде на скважинах: сухой остаток – 95824,45 мг/дм<sup>3</sup>, нефтепродукты – 0,026 мг/дм<sup>3</sup>..

14. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности Негативные формы воздействия, представлены следующими видами: Воздействие на состояние воздушного бассейна. Основными загрязняющими атмосферу веществами при строительномонтажных работах будут являться вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, а также пыль, образуемая при их движении и при осуществлении земляных работ. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительномонтажных работах несут кратковременный характер. Воздействие на водные объекты. Период строительства: при строительстве скважин отрицательному воздействию может быть подвергнута в основном, верхняя часть гидрогеологической среды. При проведении строительных работ потенциальными факторами воздействия на подземные воды будет являться возможные утечки топлива и масел при работе и заправке техники. Период эксплуатации: Потенциальными источниками загрязнения подземных вод открытых площадок могут быть неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды, содержащие углеводородные соединения. Воздействие на почвенно-растительный покров и животный мир. К факторам негативного потенциального воздействия на почвенный покров при строительстве скважин относятся: - механические нарушения почвенного покрова при обустройстве основных и вспомогательных площадных сооружений; при прокладке подводящих и отводящих коммуникации; - дорожная депрессия; - загрязнение промышленными, строительными и хозяйственно-бытовыми отходами. Механическое воздействие на почвенно-растительный покров будет оказано при строительстве основных и вспомогательных площадных сооружений; при прокладке подводящих и отводящих коммуникации. Косвенное воздействие на почвенный покров при эксплуатации месторождения может выражаться в следующих проявлениях при аварийных ситуациях: - загрязнение горюче-смазочными материалами; - загрязнение хозяйственно-бытовыми стоками; - загрязнение производственными и твердыми бытовыми отходами. Данные воздействия будут минимизированы принятыми технологическими решениями и мероприятиями по предотвращению и устранению аварийных ситуаций. Принятые проектные решения, а также предусмотренные мероприятия, позволят исключить воздействие утечек ГСМ, сточных вод и отходов на почвы в период эксплуатации. Воздействие на геологическую среду. На территории месторождения при реализации проекта не ожидается какого-либо рода сейсмических проявлений, обусловленных антропогенной деятельностью. Изменение физико-механических свойств пород, слагающих продуктивные

пласты, не произойдет. В процессе эксплуатации проектируемых скважин воздействие, которое приводит к изменениям свойств геологической среды, главным образом, возможно в процессе откачки нефтегазовой смеси. Отбор нефти и газа из недр изменяет напряженно-деформированное состояние огромных массивов пород и может стать причиной сейсмических проявлений. Воздействие на социально-экономическую среду. Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий. В целом, при реализации проекта, слабое положительное воздействие будет оказано на многие компоненты социально-экономической среды. Из них: трудовая занятость, доходы населения, экономический рост и развитие, инвестиционная деятельность имеют лишь положительное воздействие. Такие компоненты как здоровье населения и отношения с местным населением испытывают умеренное воздействие как положительное, так и отрицательное. Только низкое отрицательное воздействие отмечено по землепользованию. Таким образом, при реализации проекта факторы положительного воздействия несколько превысят отрицательные, а общее возможное воздействие намечаемой деятельности на социально-экономическую среду будет положительное.

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости. Трансграничное воздействие не ожидается..

16. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий. При проведении работ предусмотрен ряд мероприятий, снижающих или предотвращающих загрязнение атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы, флоры и фауны. Эти мероприятия состоят из организационных, технологических, проектно-конструкторских, санитарно-противоэпидемических. Организационные: разработка оптимальных схем движения автотранспорта; контроль своевременного прохождения ТО задействованного автотранспорта и спецтехники; исключение несанкционированного проведения работ. Проектно-конструкторские: под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, пропитанного битумом, боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом, антикоррозийная защита металлических конструкций, надземных и подземных трубопроводов, экспертиза проектных решений в природоохранных органах. Технологические: мероприятия, направленные на предупреждение и борьбу с водо-, газо-, нефтепроявлениями, в первую очередь за счет прочности и долговечности, необходимой глубины спуска колонн, герметичности колонн, а также за счет изоляции флюидопластов и горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности, оснащение технологического оборудования запорной арматурой. Применение сертифицированных экологически безопасных компонентов бурового раствора III - IV классов опасности с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.). Санитарно-эпидемические: выбор согласованных участков складирования отходов; отдельный сбор и вывоз всех отходов специализированной организацией..

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта) В представленном проекте проанализированы альтернативные варианты достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления. При реализации данного проекта рассмотрены 2 варианта разработки месторождения Кара-Арна. В проекте выполнено обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки и технологических участков, выбраны расчетные варианты разработки по объектам (участкам) месторождения, то есть подтверждена их технико-экономическая эффективность. Выявлены ключевые технико-экономические показатели по вариантам на весь период разработки, экономическая оценка и выбор рекомендуемого к реализации варианта разработки..

- 1) В случае трансграничных воздействий: электронную копию документа, содержащего информацию о возможных существенных негативных трансграничных воздействиях намечаемой деятельности на окружающую среду

Руководитель инициатора намечаемой деятельности (иное уполномоченное лицо):

Лю Цзиньчэн

подпись, фамилия, имя, отчество (при его наличии)

