



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 "Емир-Ойл",

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

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Разработка месторождения Кариман согласно «Проекту разработки месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2023 г».

Материалы поступили на рассмотрение: 12.07.2023г. вх. KZ42RYS00413999

### Общие сведения

В административном отношении месторождение Кариман находится на территории Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан. Областной центр город Ақтау – находится в 45 км к юго-западу от площади работ, железнодорожная станция Мангистау – в 30 км к юго-западу, пос. Жетыбай – в 40 км, а г. Жанаозен – в 130 км к юго-востоку. Ближайшим населенным пунктом является поселок Беке (29 км). 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. Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Шоссейные дороги связывают областной центр – город Ақтау с районными центрами и основными населенными пунктами: Жетыбай, Курык, Жанаозен, Форт-Шевченко, Баутино. Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года, т.е. практически круглогодично. Электроснабжение осуществляется от дизельных генераторов ДЭС. Проживание рабочих осуществляется в вахтовом поселке месторождения Долинное. В 30 км к югу проходит асфальтированная дорога Ақтау – Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссе Ақтау – ФортШевченко.

### Краткое описание намечаемой деятельности

Предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 162,4 тыс.т, по нефтяному газу – 24,1 млн. м3. Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям по лучевой схеме поступает на групповую замерную установку, где осуществляется поочередной замер дебита скважин через счетчик типа (СКЖ-400). После замера



нефтегазожидкостная смесь по трубопроводу Ø150 под давлением 1,0 МПа поступает в нефтегазосепаратор НГС объемом 80 м<sup>3</sup> 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 м<sup>3</sup>, где происходит отстой нефти от воды. 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 «Ойл Препарэйшн Терминал» для дальнейшей подготовки до товарной кондиции, оттуда транспортируется в магистральную нефтепроводную систему АО «КазТрансОйл». Газ из нефтегазосепаратора объемом 80 м<sup>3</sup> по трубопроводу Ø200 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 по трубопроводу поступает на УПГ Долинное для дожима, далее газ через газопровод длиной 8 км перекачивается на УПГ Аксаз, газ после подготовки поступает в газопровод длиной 18 км до газопровода «Актау-Карьер-5», в систему «АктауГазТрансАймак». Характеристика продукции. Дегазированную нефть горизонта Т2 по типу можно охарактеризовать, как легкую нефть с плотностью при температуре 20 °С 848,0 кг/м<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость составляет при температуре 40 °С – 18,24 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 10,80 мм<sup>2</sup>/с, при 60 °С – 7,97 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 18,21 %, асфальтосмолистых веществ – 5,49 %. По содержанию общей серы нефть месторождения Кариман относится к классу малосернистой нефти. Массовое содержание общей серы составляет 0,06 %.

На месторождении Кариман, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены три расчётных варианта на режиме истощения пластовой энергии. Для разработки месторождения Кариман по I объекту рассмотрены 3 варианта разработки. По возвратному объекту предусмотрен 1 вариант. 1 вариант. • Для I объект разработки предусмотрен перевод 2-х разведочных скважин (K15, K16) под добычу в 2024 г., плотность сетки – 0,314 км<sup>2</sup>/скв (500x500 м). Фонд добывающих скважин составит всего 24 ед. Разработка II объекта предусмотрена с 2029 г. с переводом с I объекта разработки. Общий фонд добывающих скважин составит 12 (K1, K2, K4, K5, K6, K7, K8, K12, K117, K118, K120, K121) единиц, переведенные с I объекта разработки. Плотность сетки – 0,587 км<sup>2</sup>/скв (избирательная). Конечная обводненность – 89,2 %; накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2059 г.) – 3550/4760,2 тыс. т; КИН – 0,129 д. ед. 2 вариант (рекомендуемый). Для I объект разработки предусмотрен перевод 2-х разведочных скважин (K15, K16) под добычу в 2024 г., бурение и ввод в эксплуатацию 9 добывающих скважин, из них 3 наклонно-направленных скважин, перевод 12 добывающих скважин на II объект. Плотность сетки – 0,218 км<sup>2</sup>/скв (500x500 м). Фонд добывающих скважин составит всего 33 ед. Конечная обводненность – 87 %; накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2059 г.) – 4369/5579,5 тыс. т; КИН – 0,169 д. ед. 3 вариант. Для I объект разработки предусмотрен перевод 2-х разведочных скважин (K15, K16) под добычу в 2024 г., бурение и ввод 18 добывающих скважин; из них 3 наклонно-направленных скважин, перевод 12 добывающих скважин на II объект. Плотность сетки – 0,162 км<sup>2</sup>/скв (500x500 м). Фонд добывающих скважин составит всего 42 ед. Конечная обводненность – 60,5 %; накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2048г.) – 4670/5440,8 тыс. т; КИН – 0,180 д. ед.

1 вариант разработки - 2023 - 2059 гг.; 2 вариант разработки - 2023 - 2059 гг.; 3 вариант разработки – 2023 - 2048 гг.

### **Краткая характеристика компонентов окружающей среды**



Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 2 варианту разработки (рекомендуемый) составят 48,46220163 г/с, 241,5462291 т/год, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 1,13709932 г/с, 16,5061218 т/год; азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 0,184774015 г/с, 2,682231042 т/год; углерод (3 кл.оп.) – 0,5280411 г/с, 0,5958515 т/год; сера диоксид (3 кл.оп.) – 0,025745697 г/с, 0,658502102 т/год; сероводород (2 кл.оп.) – 0,000004221 г/с, 0,000004763 т/год; углерод оксид (4 кл.оп.) – 5,612731 г/с, 16,378625002 т/год; метан – 0,464330275 г/с, 10,569072875 т/год; смесь углеводородов предельных C1-C5 – 29,37048 г/с, 140,75919 т/год; смесь углеводородов предельных C6-C10 – 10,86292 г/с, 52,06103 т/год; бензол (2 кл.оп.) – 0,14184 г/с, 0,67847 т/год; диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,044566 г/с, 0,21341 т/год; метилбензол (3 кл.оп.) – 0,08917 г/с, 0,42642 т/год; метанол (3 кл.оп.) – 0,0005 г/с, 0,0173 т/год.

На территории месторождения Кариман нет поверхностных водоемов, в связи с этим водоохраных зон поверхностных водоемов на территории месторождения нет.; видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитивая) Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды соответствует ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая». Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору.; объемов потребления воды Расчетное водопотребление составит: 12,348 м<sup>3</sup>/сут, 4507,02 м<sup>3</sup>/год.; операций, для которых планируется использование водных ресурсов Привозная питьевая вода для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд.

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Кариман являются: 1. Опилки и стружка черных металлов (металлическая стружка) - образуется при инструментальной обработке металлов. Количество металлической стружки ориентировочно составит 0,2 т/год. 2. Металлолом - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 1,5 т/год. 3. Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) - образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 0,381 т/год. 4. Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы) - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп ориентировочно составит 0,008 т/год. 5. Отходы сварки (огарки сварочных электродов) – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов ориентировочно составит 0,00525 т/год. 6. Медицинские препараты (медицинские 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 (строительные отходы) - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 1 т/год. 8. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 15,9 т/год. 9. Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 2,628 т/год.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Операций, для которых планируется использование объектов животного мира Использование объектов животного мира не предполагается.



Технологическое и энергетическое топливо – дизельное топливо, попутный нефтяной газ на собственные нужды Электроэнергия – ЛЭП (220-110 кВТ), дизельные генераторы ДЭС Тепло – котельная;

Анализ проведенных исследований показал, что: - Значения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе санитарно-защитной зоны в 1 квартале 2023 года не превышают предельнодопустимых концентраций (ПДКм.р.) и ОБУВ ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам. - Подземные воды классифицируются как рассолы с высоким содержанием сухого остатка. Химический состав подземных вод в 1 квартале 2023 года по большинству скважин хлоридный натриевый, воды по величине рН изменяются от нейтральных до слабокислых. По причине высокой минерализации данные воды не относятся к источникам питьевого водоснабжения. Повышенная минерализация подземных вод обусловлена природными факторами. Содержания биогенных элементов аммония, нитратов, нитритов по большинству скважин остаются довольно стабильными и не подвержены резким колебаниям.

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, 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, исключаящих 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: «Разработка месторождения Кариман согласно «Проекту разработки месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2023 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».



И.о. руководителя департамента

Галымов Магжан Ханатулы

