

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Морской в настоящее время осуществляет компания ТОО «Бузачи Нефть». ТОО «Бузачи нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 793 от 02.11.2001 года на добычу углеводородного сырья на месторождении «Каратурун Морской» сроком действия 25 лет (до 02.11.2026 г.), в пределах блока XXXI-12-D (частично), E (частично) расположенного в Мангистауской области.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»: 1. СШ 45°23'40", ВД 52°09'18"; 2. СШ 45°24'24", ВД 52°11'43"; 3. СШ 45°23'52", ВД 52°12'20"; 4. СШ 45°23'24", ВД 52°12'14"; 5. СШ 45°22'57", ВД 52°09'47";

Площадь горного отвода составляет 6,163 км². Глубина отвода – до подошвы юрских отложений.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.

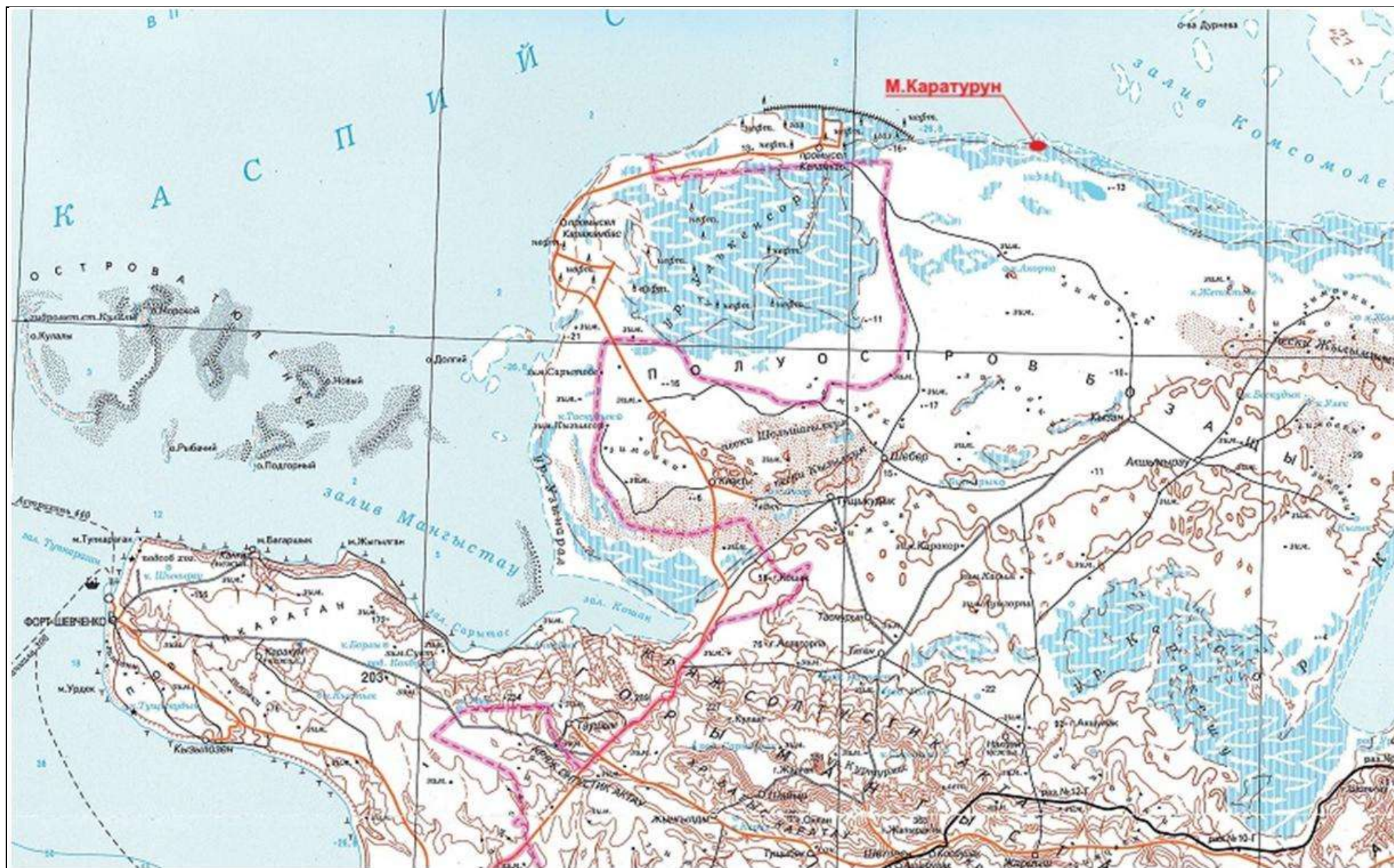


Рисунок 1- Обзорная карта расположения месторождения

Описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков, на которых могут быть обнаружены выбросы, сбросы и иные негативные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов

Недропользователем месторождения Каратурун Морской является ТОО «Бузачи Нефть». Месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи на территории Мангистауского района Мангистауской области в 277 км к северу от города Актау. Численность населения Мангистауской области на 1 января 2026 г. составила 819,6 тыс. человек, в том числе 383,7 тыс. человек (46,8%) - городских, 435,9 тыс. человек (53,2%) - сельских жителей. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с городом Актау асфальтированной дорогой. Расстояние до города Актау 277 км. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Морской находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. В морском порту Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения Каратурун Морской.

В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Природно-климатический режим района расположения месторождения Каратурун Морской формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западного отрога сибирского антициклона, в теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат. Континентальность климата несколько смягчается на прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Климат. Рассматриваемый район относится к IVГ - климатическому поясу. Нефтегазодобывающее месторождение Каратурун Морской находится на границе северо-восточного климатического района. Климат района выражен высокой активностью ветрового режима и большими колебаниями погодных условий в течение года.

В целом климат области характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румбов, в теплое время года - северо и северо-западного.

Температура воздуха. Абсолютный минимум температуры воздуха в западной части области, составляет минус 26 °С, в восточной части области минус 34 °С. Абсолютный максимум температуры составляет для западной части области плюс 43 °С, а для восточной плюс 47 °С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц – январь, а самый теплый месяц июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, с наступлением весны идет постепенное повышение.

Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа. Отсутствие временного сдвига предельных значений на февраль и август, присуще морскому климату - отражение континентальности климата Северного Каспия, что связано с малой аккумулирующей способностью этой мелководной части моря.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая, степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года. В исследуемом районе среднегодовая влажность воздуха достигает 58 %. Наиболее высокого значения 83 % она достигает в декабре - январе, наиболее низкого – 44 % в апреле.

Ветровой режим. Над акваторией восточной части Северного Прикаспия преобладают восточное, западное направление ветра. При этих направлениях отмечаются самое большое число штормов, и наибольшие скорости ветра над восточной частью Северного Каспия чаще дуют ветры с юго-востока и северо-запада, отмечаются и юго-восточные штормы продолжительностью до 100-140 часов. Наименьшую повторяемость имеют южные ветры, а безветренная погода за год составляет около 15 %.

Среднемесячная скорость ветра в течение года изменяется незначительно от 4 м/с до 5 м/с. Наибольшая средняя месячная скорость ветра наблюдается в зимнее время – 5,0 м/с, наименьшие летом – 3,8 м/с. Наибольшую повторяемость имеют ветры со скоростью 3-4 м/с.

Осадки. Режим осадков в незначительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья. Рассматриваемый регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Осадки незначительны и выпадают, в основном, в виде кратковременных дождей. Среднегодовое количество осадков 140 мм.

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождения Каратурун Морской относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Постоянный, снежный покров, существующий более месяца, на побережье моря образуется только в Северном Прикаспии. Его высота обычно не превышает 10 см. На восточном берегу Каспия снег лежит, как правило, не более 15-20 дней. Для всех районов характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: Товарищество с ограниченной ответственностью (ТОО) «Бузачи Нефть», 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, г.Актау, микрорайон 13, здание № 32В, 931240001487, Генеральный директор Асанова Сауле Ерлановна, телефон : 8(727)2320808, kozhakova@buzachineft.kz

Краткое описание намечаемой деятельности

В 2025 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.», где протоколом ГКЗ РК (№ 2772) утверждены: КИН – 0,390 д.ед.; геологические запасы нефти – 5972 тыс.т, извлекаемые запасы нефти – 2327 тыс.т.

На основе данного «Пересчета запасов нефти месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.».

В «Проекте разработки месторождения Каратурун Морской по состоянию на 01.04.2025 г.» приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно рекомендациям методического руководства по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и законов РК.

Для эксплуатации месторождения Каратурун Морской рассмотрены **три варианта разработки залежей**, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Основные положения:

1 вариант – базовый, разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- для эксплуатации I (возвратный) объекта разработки (горизонты Ю-I+II) – предусмотрен вывод 1 скважины (1) из бездействия и перевод 2 (132, 133) оценочных скважин под добычу в 2027 г., перевод 1 (125) добывающей скважины со II объекта под добычу и перевод 1 (121) добывающей скважины с III объекта в 2030 г. Фонд добывающих скважин составит 5 ед.;

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – бурение не предусмотрено, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 34 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – бурение скважин не предусмотрено. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116) со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 30 ед.

2 вариант – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 5 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 1 скважина, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 43 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116) со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

3 вариант (рекомендуемый) – разработка залежей на режиме истощения с учетом фактического состояния разработки, плюс предусмотрено бурение, переводы скважин с объекта на объект и ввод скважин в эксплуатацию:

- I объект (возвратный) аналогичен варианту 1.

- для эксплуатации II объекта разработки (горизонты Ю-IV, Ю-V, Ю-IV) – предусмотрено бурение 7 проектных скважин, в 2026 г. – 4 скважины, в 2027 г. – 3 скважины, перевод 4 (Э-9, 106, 107, 130) добывающих скважин с III объекта после отработки

на нефть в 2034-2035 гг., фонд добывающих скважин составит 45 ед.;

- для эксплуатации III объекта разработки (горизонты Ю-VII+Ю-VIII+IX+X) – предусмотрено бурение 3 проектных скважин, в 2027 г. – 3 скважины. Предусмотрен перевод 11 (Э-10, Э-14, Э-15, Э-17, ЭР-18, ЭР-19, 101, 102, 103, 104, 116 со II объект в 2029-2032 гг., фонд добывающих скважин составит 33 ед.

Принципиальная технология внутрипромыслового сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья на месторождении:

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.

Компания ТОО «Бузачи Нефть» осуществляет добычу углеводородного сырья на трех месторождениях Мангистауской области - Каратурун Морской (КМ), Каратурун Восточный (КВ) и Каратурун Северо-Восточный (КСВ) с общим комплексом по подготовке нефти, расположенном на территории месторождения Каратурун Морской.

В настоящее время на месторождении Каратурун Морской эксплуатируются 42 действующих добывающих скважин.

Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3,4,5 марки «Спутник», где происходит ее замер (жидкость/газ), и далее коллекторами направляется на манифольд перед групповой установкой ГУ-2 КМ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии на УПСВ месторождения для дальнейшей подготовки нефти.

Поступающая на ГУ-2 КМ нефтегазовая смесь направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1 А/Б/В (1 ед. типа ПНЭ-2,7 - в работе, 2 ед. типа ПП-0,63 - в резерве). Перед подачей нефтегазовой смеси в печи в поток закачивается деэмульгатор, который поступает из блока дозирования реагентов БДР-1. После нагрева в печах до температуры 60-65 °С, поток нефтегазовой смеси поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор поз. С-1, где при давлении 0,24 МПа происходит дегазация потока.

Частично разгазированная нефтегазовая смесь после поз. С-1, под собственным давлением поступает в трехфазный сепаратор поз. С-2, где при давлении 0,08-0,05 МПа происходит отделение остаточного газа и пластовой воды от нефти.

Дегазированная нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации насосами поз. Н-1 А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти, по межпромысловому трубопроводу на УПСВ месторождения Каратурун Морской.

Отделившийся газ из сепаратора поз. С-1 поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 для улавливания капельной жидкости и далее направляется в систему сбора газа через расходомер. Отделившийся газ из сепаратора поз. С-2 направляется через газосепаратор поз. ГС-2 на собственные нужды ГУ-2 КМ. При недостатке газа и падении давления после ГС-2 предусмотрен перепуск через регулирующий клапан части газа, направляемого из поз. ГС-1. Газ, направляемый из поз. ГС-2 и частично с поз. ГС-1 на собственные нужды, после узла учета газа распределяется на 3 потока: часть газа поступает на ГРПШ-1, обеспечивающего газом подогреватель поз. П-1 В; вторая часть поступает на подогреватели поз. П-1 А/Б (имеющие встроенные заводские ГРПШ); третья часть направляется в операторную ГУ-2 КМ.

Пластовая вода после сепаратора поз. С-2 под собственным давлением направляется в емкости пластовой воды для промежуточного хранения пластовой воды поз. Е-1А/2Б и далее подпорными насосами поз. Н-2 А/Б подается на прием насосов закачки пластовой воды поз. Н-3 А/Б/В и через расходомеры узла учета пластовой воды, установленные на водораспределительном узле (ВРУ), направляется по линиям в скважины для утилизации пластовой воды.

На ГУ-2 КМ для обеспечения безопасного сжигания аварийных сбросов в составе технологической линии предусмотрена факельная система, которая состоит из факельного коллектора, конденсатосборника с газорасширителем поз. К-1 и факельной установки поз. Ф-1 (типа СФНР-100). В качестве продувочного газа используется газ с пусковой линии.

Кроме того, на ГУ-2 КМ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. ДЕ-1 и поз. ДЕ-2 в комплекте с погружными насосами поз. НД-1 и НД-2. Возврат из дренажных емкостей по мере заполнения осуществляется в основную технологическую линию на вход печей поз. П-1 А/Б/В.

Общий комплекс подготовки нефти УПСВ, УПН, ПСН

Дегазированная нефтяная эмульсия по двум нефтяным коллекторам от ГУ-2 КВ и ГУ-2 КМ поступает на площадку УПСВ, где объединяется и далее через площадку учета жидкости поступает на прием параллельно стоящих печей подогрева поз. П-1 и П-2 (типа ПНЭ-2,7 - в работе). Для улучшения процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1 и П-2 вводится деэмульгатор.

Эмульсия с температурой 55-60 °С направляется последовательно в отстойники нефти поз. ОГ-1/2 (объемом 200 м³, каждый), где происходит расслоение водонефтяной эмульсии. После предварительного отделения нефти от пластовой воды, обезвоженная нефть с

отстойника ОГ-1/2 направляется на отстойники нефти поз. Е-1 и поз. Е-2 для предварительного обессоливания нефти. В поток перед отстойниками поз. Е-1/2 предусмотрена подача, подогретой в печи поз. В-1 (тип ВГУ-60 – в работе), волжской воды, для обессоливания нефти.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть выходит с верхней части отстойников поз. Е-1/2 и поступает в накопительные емкости поз. Е-3/4/5 с последующей откачкой насосами поз. Н-2/1,2 через узел учета перекачиваемой нефти на УПН.

Отделившаяся пластовая вода с отстойников ОГ-1/2 и Е-1/2 отводится с помощью насосов поз. Н-1/1,2 в резервуары поз. РВС-1/2/3 (объемом 3000 м³, каждый), где подготавливается путем отстаивания. Подготовленная пластовая вода с резервуаров насосами поз. Н-3/4 и Н-5/6/7 утилизируется через узел учета воды по трубопроводу в скважину площадку для утилизации воды. Также после насосов поз. Н-3/4 предусмотрен частичный отвод воды, которая после подогрева в печах поз. В-2/3 (тип ВГУ-60, 1 в работе/1 в резерве) направляется на наливной стояк в автоцистерны, с дальнейшей транспортировкой на месторождение КВ к скважинам для их обработки, где также предусмотрен учет воды с помощью портативного переносного ультразвукового расходомера.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает на вход газового сепаратора поз. С-1 на УПСВ, где газ отделяется от капельной влаги и механических примесей и далее через узел учета газа часть газа используется на собственные нужды УПСВ-1 в печах подогрева поз. П-1/2, В-1/2/3, П-3/4 остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК базы и РММ (ремонтно-механической мастерской).

На УПСВ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. Т-1 и поз. Т-2 в комплекте с погружными насосами поз. Н-3 и Н-4.

На УПН некондиционная нефть (нефтяная эмульсия) через узел учета нефти (ПУН) поступает в печи подогрева нефти поз. П-1/2/3 (типа ПТ-16/150, 2 в работе/1 в резерве), где нагревается до температуры 60 °С и далее направляется на площадку с отстойниками поз. ОГ-1/2. Для лучшего процесса обезвоживания во входной поток подачи нефти на печи поз. П-1/2 вводится деэмульгатор.

В отстойниках поз. ОГ-1/2 происходит расслоение водонефтяной эмульсии: вода, насыщенная солями снизу отстойников поз. ОГ-1,2 сбрасывается в дренажные емкости поз. Т-2/3, а окончательно обезвоженная и обессоленная нефть через верх поз. ОГ-1/2 по трубопроводу направляется на хранение в резервуары поз. Р-1/2 (типа РВС объемом 1000 м³,

каждый), где осуществляется доведение нефти до товарного качества согласно СТ РК 1347-2005. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после поз. ОГ-1/2 поступает на прием нефтяных насосов поз. Н-1 1/2 и далее направляется на начало процесса в печи поз. П-1/2/3.

С резервуаров поз. Р-1/2 товарная нефть направляется на хранение в резервуары поз. Е-1/2/3 и далее насосами поз. Н-2 1/2 по трубопроводу направляется на пункт сдачи нефти ПСН. При неудовлетворительном качестве товарной нефти, нефть после резервуаров поз. Е-1/2/3 насосами поз. Н-2 1/2 направляется на начало процесса, в печи поз. П-1/2/3. Резервуары хранения товарной нефти поз. Е-1/2/3 оснащены газоуравнительной системой, сброс газа с ГУС осуществляется в дренажную емкость поз. Т-4.

Для осуществления процесса обессоливания нефти предусмотрена подача пресной воды. Пресная вода от емкости поз. Е-6 насосами поз. Н-4 1/2 (1 в работе/1 в резерве) направляется в печь поз. П-5 (типа УН-0,2), где нагревается до температуры 60 °С и далее через устройство смешения пресной воды попадает в нефтяной поток, направляющийся на хранение в резервуары поз. Р-1/2.

Топливный газ с газораспределительной системы поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 далее в сепаратор поз. ГС-2, где происходит улавливание конденсата и очистки от механических примесей, затем часть газа направляется в качестве топлива на печи подогрева поз. П-1/2/3/4/5, остальная часть через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК УПН и пожарное депо.

Дренаж с сепараторов поз. ГС-1 и поз. ГС-2 отводится в дренажную емкость поз. Т-1. Сброс пластовой воды с отстойников поз. ОГ-1/2, солевой воды с резервуаров поз. Р-1/2 и подтоварной воды с резервуаров поз. Е-1/2/3 производится в дренажные емкости поз. Т-2/3, откуда насосами поз. Н-3 1/2 через стояк налива воды загружается в автоцистерны.

Товарная нефть с установки подготовки нефти (УПН) по нефтепроводу поступает на пункт сдачи нефти (ПСН) на прием печей подогрева поз. П-1/2/3 (типа ПТ-15/150, 2 в работе/1 в резерве). После подогрева товарная нефть поступает в резервуары хранения товарной нефти поз. РВС-1/2/3/4 (объемом 1000 м³, каждый). Товарная нефть с резервуаров поз. РВС-1/2/3/4 подпорными насосами поз. Н-2 1/2/3 через СИКН (система измерения количества и показателей качества нефти) и насосами поз. Н-3 1/2/3 перекачивается в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

Топливный газ с газораспределительной системы распределяется между печами подогрева товарной нефти поз. П-1/2/3 и через ГРПШ направляется на котлы системы отопления АБК ПСН.

Учитывая низкое газосодержание в добываемой нефти месторождения Каратурун Морской и нехватку ресурса газа, для использования на собственные нужды на вышеуказанных объектах будет использоваться газ месторождения Каратурун Северо-Восточный, имеющего более высокое газосодержание и остаточный ресурс газа.

Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория месторождения расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности на месторождении не предусматривается.

Согласно «Проекта НДС загрязняющих веществ в пластовых и производственных сточных водах, закачиваемых в нагнетательную скважину Э-3, расположенную на контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть» 2023-2026 гг.» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ18VCZ03302432 от 04.08.2023 года. Разрешение на специальное водопользование № KZ27VTE00193706 от 31.08.2023 г. Серия Кас. море. Срок действия разрешения до 31.12.2026 года.) источниками образования сточных вод являются:

- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Морской;
- попутно добываемая пластовая вода месторождения Каратурун Восточный;
- загрязненная техническая волжская вода после подготовки (очистки и обессоливания) добываемой сырой нефти, которая становится производственными сточными водами. Подача Волжской технической воды осуществляется в соответствии с договором ТОО «Магистральный водовод». Свежая техническая вода используется для обессоливания нефти (путём смешения пресной воды с сырой нефтью).

Система подготовки пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод перед закачкой через нагнетательную скважину Э-3:

Волжская вода из магистрального водовода поступает на УПН на месторождении Каратурун Морской. На УПН пресная волжская вода смешивается с нефтью для обессоливания, в результате чего пресная вода загрязняется, насыщаясь взвешенными веществами и солями из нефти. Сырая нефть становится обессоленной, а волжская вода становится производственными сточными водами с содержанием солей и взвешенных веществ. Таким образом, образуется сточная вода, состоящая из трех источников: попутно добытая вода с месторождения Каратурун Морской, попутно добытая вода с месторождения Каратурун Восточный и загрязненная солями и взвешенными веществами волжская вода. Производственные сточные воды с ПСН поступают в РВС, где происходит отстаивание смеси производственных сточных вод, закачиваемых через нагнетательную скважину Э-3.

Отделившееся в отстойниках небольшое количество нефти поступает в дренажную емкость, откуда откачивается насосом НВЕ-50/50 в нефтепровод на ПСН. Отстоянная смесь пластовой попутно-добытой воды и производственных сточных вод насосами (ГНК5А-250-1000 – 2 ед.) закачивается через нагнетательную скважину Э-3 по выпуску №1 Ø 323,9 мм.

Объект сброса промышленных сточных вод расположен на территории Мангистауской области в северо-западной части полуострова Бузачи, в 30 км к восток – северо – востоку от месторождения Каламкас, в районе месторождений Каратурун Морской и Каратурун Восточный, и с севера ограничен заливом Мертвый Култук (ранее залив Комсомолец). Площадка скважины Э-3 для сброса промышленных сточных вод расположена на расстоянии в 2200 метров от Каспийского моря, от месторождения Каратурун Морской в 3700 метров и от месторождения Каратурун Восточный в 12393 метров.

В соответствии с Протоколом №2261-20-А заседания ГК по экспертизе недр от 29.12.2020 года на сброс сточных вод на Контрактной территории ТОО «Бузачи нефть» разрешается закачка сточных вод до 2038 года в объеме 4634,1 тыс.м³.

Для сброса производственных (технологических) сточных вод на контрактной территории, по степени изоляции, определены и приняты два горизонта Ю-II и Ю-V, которые располагаются в следующих интервалах каротажных глубин: Ю-II - в интервале 986,3-991 м и 1001,4 -1004,2 м и Ю-V -1069,8-1072,2 м, 1080,5 -1086 м, 1086,7-1087,5 м. Нефтяные залежи на участке Каратурун Морской приурочены к юрским горизонтам, то сточные воды имеют состав и свойства, близко к пластовым попутно добытым водам.

Согласно ЭК РК статье 216 пункт 5 Сброс сточных вод в недра запрещается, за исключением случаев закачки очищенных сточных вод в изолированные необводненные

подземные горизонты и подземные водоносные горизонты, подземные воды которых не могут быть использованы для питьевых, бальнеологических, технических нужд, нужд ирригации и животноводства. Очистка сточных вод в случаях, указанных в части первой настоящего пункта, осуществляется в соответствии с утвержденными проектными решениями по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Сброс иных загрязняющих веществ, не указанных в части второй настоящего пункта, при закачке сточных вод в недра нормируется по максимальным показателям концентраций загрязняющих веществ в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Максимальные показатели концентраций загрязняющих веществ обосновываются при проведении оценки воздействия на окружающую среду или в проекте нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ. Сброс таких веществ с превышением установленных максимальных показателей концентраций загрязняющих веществ не считается сверхнормативной эмиссией.

Запрещается закачка в подземные горизонты сточных вод, неочищенных по нефтепродуктам, взвешенным веществам и сероводороду.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

При реализации проектных решений разработки месторождения Каратурун Морской основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться, такие как: Печи ПП - 0,63, Факельные установки, Буферная емкость, Блоки АГЗУ, Площадки оборудования АГЗУ, Печи ВГУ-60, Установка нагрева воды УНВ-1, Печи ПНЭ-2,7,

Отстойник нефти 80 м³, Накопительная емкость 60 м³, Емкость для нефти РВС-3000 м³, Площадки стояка налива нефти, Площадка оборудования УПСВ, Печи ПТ-16/150, Печь УН-0,2, ГПЭС, Котлы отопительные, Резервуары для хранения нефти РВС-1000 м³, Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 м³, Отстойник нефти ОГ 80 м³, Площадки оборудования УПН, Резервуар для хранения нефти РВС-100 м³, Площадки оборудования ПСН, Оборудование на площадке сепарации нефти и газа, Площадки оборудования на Базе Каратурун, Площадки добывающих скважин.

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2026 по 2030 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа и нефти, а также фонда действующих добывающих нефтяных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2026 по 2030 гг.).

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – **16,4777815** г/с, **109,86609044** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,4884115** г/с, **111,3187664** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,4884115** г/с, **110,34682544** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,4884115** г/с, **109,35215044** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,4884115** г/с, **109,07685044** т/год.

❖ **2 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – **16,5203015** г/с, **111,60832144** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,5521915** г/с, **114,37787044** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,5521915** г/с, **113,58959544** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,5521915** г/с, **112,45762144** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,5521915** г/с, **112,16301244** т/год.

❖ **3 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – **16,5203015** г/с, **111,60832144** т/год.
- ✓ 2027 год – **16,5628115** г/с, **114,81607944** т/год.
- ✓ 2028 год – **16,5628115** г/с, **114,15836044** т/год.
- ✓ 2029 год – **16,5628115** г/с, **113,00325244** т/год.
- ✓ 2030 год – **16,5628115** г/с, **112,69325544** т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят диоксид азота, оксид азота, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, Углеводороды предельные C₁₂-C₁₉.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Каратурун Морской превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» налажена система внутривыпускного и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Компания ТОО «Бузачи Нефть» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складываются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Ориентировочные лимиты накопления отходов производства и потребления в период разработки месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения составят – **231,774 т/год**, из них: ***Опилки и стружка черных металлов (металлолом)*** - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 70,0 т/год, ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)*** - образуется в процессе протирки деталей, механизмов и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 1,778 т/год, ***Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)*** - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных ламп ориентировочно составит 0,0205 т/год, ***Отходы сварки (огарки сварочных электродов)*** – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов

ориентировочно составит 0,03 т/год, *Медицинские препараты (медицинские отходы)* - образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт. Количество медицинских отходов ориентировочно составит 0,0495 т/год, *Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы)* - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 90,0 т/год, *Смешанные коммунальные отходы (ТБО)* - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 48,215 т/год, *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 21,681 т/год.

Все отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Информации о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что: неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин; осложнений, связанных с нарушением

устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин; естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов: образование токсичного

облака; взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС); пожар разлива (бассейновый пожар); струевое горение (факельный пожар); взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются: токсическое поражение; воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС; поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар); пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего: составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты: меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию; меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему: минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы; использование новейших природосберегающих экологических технологий; сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ; полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Меры по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

Основными мероприятиями при реализации проекта являются:

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования, обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса, антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов, обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций, своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и

профилактики технологического оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций, применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу, обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации, предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине; озеленение территорий объектов месторождения, высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом; мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

Водные ресурсы: на поверхностные воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов, в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных, категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды, исключить попадание строительного мусора, твердых бытовых отходов, жидких стоков, ГСМ и нефтепродуктов в морскую воду. В целях предупреждения загрязнения подземных вод рекомендуется проведение следующих мероприятий: осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов, внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды, проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод, проведение мероприятий по защите подземных вод; изучение защищенности подземных вод, оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод, систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения, выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод, контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин, проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций, установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при

ремонтных работах, уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям, контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод, освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее, если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов, необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий, необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин, предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн, при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания, гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов и завес, четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения, четкая организация учета водопотребления и водоотведения, рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды, изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах, устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины, повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции, принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения, применять конструкцию скважины для предотвращения межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважин, не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления

бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр, установка автоматических отсекаателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды, немедленно сообщать в территориальные органы центрального исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам, предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли, обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

Недра: внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра, инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра, работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин, конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности, обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа, обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования, обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых, использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче, предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра, обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, выполнение противокоррозионных мероприятий, предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки,

освоения и последующей эксплуатации скважин, проведение мониторинга недр на месторождении. Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Почвенный покров: инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду, мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния, рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель, защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель, ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления, сохранение достигнутого уровня мелиорации, выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв, упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием, строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф, восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов, очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования, инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Растительный покров: проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на

границы вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных, озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам, охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов, использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием, строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключая попадание их на рельеф, в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией, контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт, своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом, проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен, внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

Животный мир: проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных, воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности), охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов, ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью, своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом, разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных, запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д., защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов, строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой, немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям, в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного

хозяйства и животного мира, участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, соблюдение норм шумового воздействия, создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты, создание маркировок на объектах и сооружениях, изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями, меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ, проведение мониторинга животного мира.