

НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Отчет о возможных воздействиях к «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 года»

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года № 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км².

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконур.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

Территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной озерной котловины. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106 – 160 м над уровнем моря. К югу от контрактной территории расположен песчаный массив Арысум, сложенный полузакрепленными грядово-бугристыми песками и почти полностью высохшим соленым озером Арысь. Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная абсолютная отметка котловины 75,1 м.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Целевое назначение – Осуществление операций по недропользованию на месторождении Кумколь.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке.

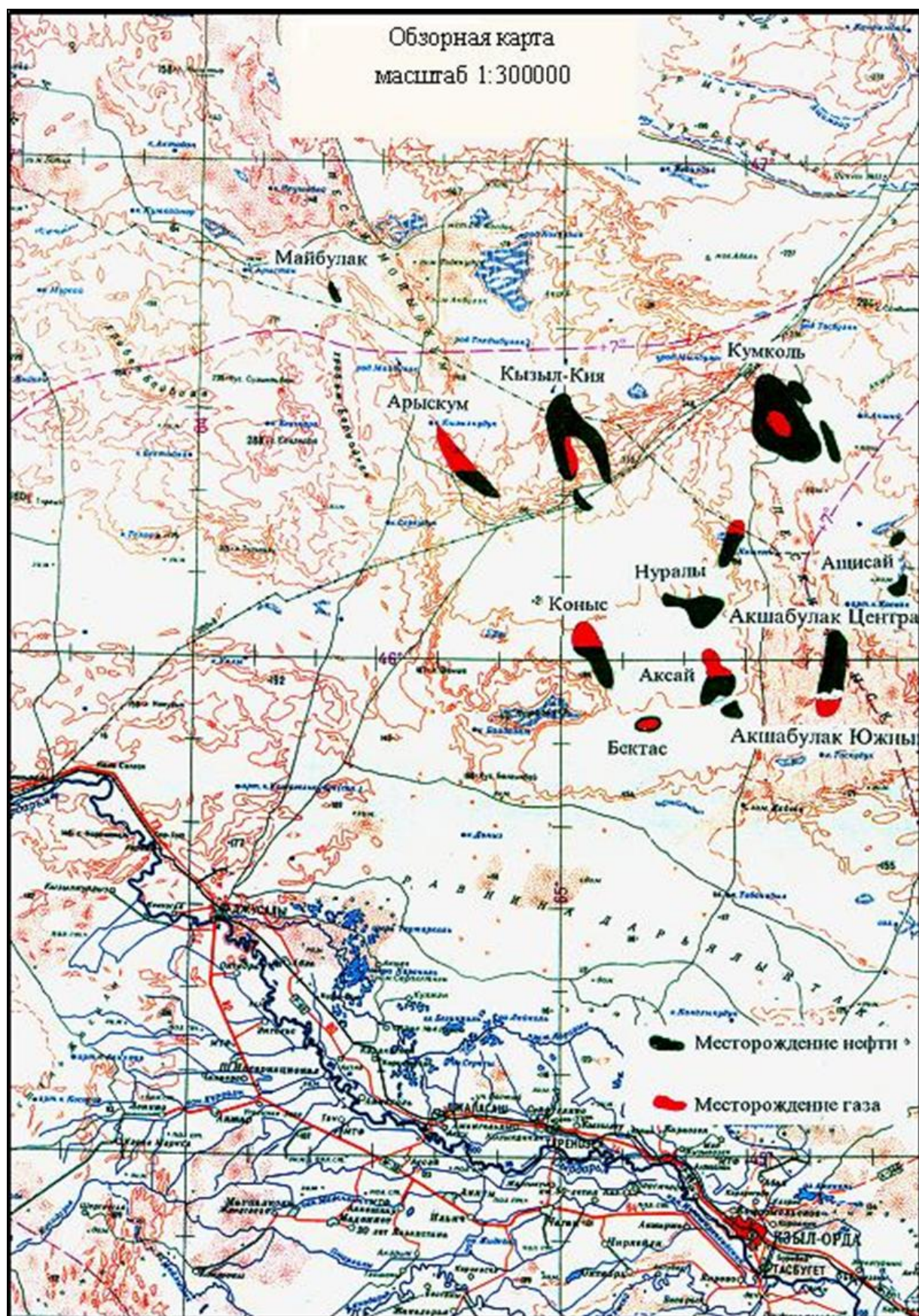


Рисунок - Обзорная карта расположения месторождения Кумколь.

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

Месторождение Кумколь открыто, в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерства геологии РК. Получение из скважины № 1р Кумколь фонтанного притока нефти подтвердило промышленную нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины в Казахстане.

В 1985 году институтом КазНИПИнефть выполнен проект пробной эксплуатации месторождения и схема развития района. С самого начала, эксплуатацией месторождения Кумколь занималось ГАО «Южнефтегаз», которое в 1995 году совместно с НК «ЛУКОЙл» (РФ) создали совместное предприятие АО «Кумколь ЛУКОЙл» для добычи нефти в северной части месторождения Кумколь, составляющей около 47% от первоначальных запасов, или 51% от остаточных запасов на тот период.

В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: *АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум».*

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляет разработку месторождения на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 года.

АО «Тургай-Петролеум» осуществляет разработку месторождения Кумколь на основании Контракта на добычу углеводородного сырья (УВС) №4878-УВС, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 3 декабря 2020 года. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП») до конца 2030 года. Текущий горный отвод был выдан в декабре 2020 г. Также горный отвод включает в себя Северо-Западную часть месторождения Кумколь. (площадь горного отвода 15937 га, глубина отвода минус 1350 м).

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям длительного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда –

180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км².

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

Территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной озерной котловины. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106 – 160 м над уровнем моря. К югу от контрактной территории расположен песчаный массив Арыскуп, сложенный полужакрепленными грядово-бугристыми песками и почти полностью высохшим соленым озером Арысь. Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная абсолютная отметка котловины 75,1 м. В гидрогеологическом отношении месторождение Кумколь расположено в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простирания. Продуктивные горизонты месторождения Кумколь приурочены к нижнемеловым, юрским и верхнепалеозойским отложениям.

Климат района – резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 130-137 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой достигает минус 27,6 °С, составляя в среднем минус 13,8 °С, летом – плюс 27,6 °С (в среднем, плюс 26 °С). Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичным для них растительностью и животным миром. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: *АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»* и *АО «Тургай-Петролеум»*.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - улица Айтеке Би 25, Кызылорда 120000. Телефон: 8 (7242) 26 12 31. Осуществляет разработку месторождения на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 года.

АО «Тургай-Петролеум» - ул. Ш.Есенова, 1А. Телефон: 8 (7027) 03 54 94. Осуществляет разработку месторождения Кумколь на основании Контракта на добычу углеводородного сырья (УВС) №4878-УВС, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 3 декабря 2020 года. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП») до конца 2030 года. Текущий горный отвод был выдан в декабре 2020 г. Также горный отвод включает в себя Северо-Западную часть месторождения Кумколь. (площадь горного отвода 15937 га, глубина отвода минус 1350 м).

Краткое описание намечаемой деятельности

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г., составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотрено и утверждено Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.).

В 2023 г. был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.

Для месторождения Кумколь в рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 года» рассмотрены 2 варианта разработки, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Вариант 1 – является базовым, учитывающим существующее текущее состояние разработки.

Основные положения данного варианта:

- разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250x250 м,

- IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

В целом по месторождению предусмотрен ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 18 добывающих скважин между объектами разработки, ввод из бездействия – 45 скважин и перевод под закачку (ППД) - 24 скважин и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;

- на территории АО «ПКР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 2 скважин между объектами, 16 ед. – ввод из бездействия, 7 ед – под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;
- на территории АО «ТП» - перевод 16 скважин между объектами, 29 ед.–из бездействия, 17 ед.– под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

аналогичный 1-му варианту разработки:

- по территории АО «ПКР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 3 скважин между объектами, 21 ед. – из бездействия, 8 ед.– под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда.
- по территории АО «ТП» - перевод 22 скважин между объектами, 33 ед.– из бездействия, 20 ед.– под ППД.

Принципиальная технология внутрипромыслового сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья (нефти и газа) на месторождении следующая:

Месторождение Кумколь разрабатывается двумя недропользователями – АО «Тургай-Петролеум» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». На протяжении ряда лет система сбора и подготовки добываемой продукции проводилась на единых для всего месторождения объектах. Однако, начиная с 2006 г, когда на территории АО Тургай-Петролеум была обустроена и введена в эксплуатацию самостоятельная установка подготовки нефти УППН, система сбора и подготовки нефти различных контрактных территорий носит индивидуальный характер.

Система сбора нефти АО «ПКР»

В настоящее время на территории АО «ПКР» месторождения Кумколь обустроена развитая система внутрипромыслового сбора нефти, включающая 25 замерных установок (ЗУ), 16 групповых установок (ГУ), несколько мини установок предварительного сброса пластовой воды (мини УПСВ-4, 14 и 24), 2 крупные установки УПСВ-1,2, нефтесборных и газосборных коллекторов с последующей транспортировкой частично дегазированной нефтегазовой смеси на подготовку на ЦКППН, транспортировкой газа сепарации на ЦУГ, а также подготовкой и закачкой пластовой воды в систему ППД, расположенные на территории месторождения

Кумколь.

Газожидкостная смесь по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки (ЗУ) и групповые установки ГУ, где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на установке типа «Спутник» и направляется на соответствующие УПСВ.

В настоящее время Юго-Восточная часть месторождения Кумколь отнесена к месторождению Кумколь (Протокол №2219-20-У ГКЗ РК от 07.10.2020г.).

Внутрипромысловый сбор добываемой продукции со скважин Юго-Восточной части месторождения Кумколь осуществляется по герметизированной системе, которая подключена к групповой установке ГУ-18 месторождения Кумколь, где происходит объединение с добываемой продукцией месторождения Кумколь и далее осуществляется совместная подготовка.

Далее дегазированная и обезвоженная нефть откачивается по нефтяному коллектору на подготовку на ЦКППН. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на ЦКППН включает дегазацию, обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева нефти установленных на ГУ и близлежащих ЗУ, а оставшая часть газа по газовому коллектору направляется на подготовку в ЦУГ месторождения Кумколь. Технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа на ЦУГ включает в себя сепарацию, осушку и компримирования газа. Добываемый газ после подготовки используется на собственные нужды в качестве топлива в ЦКППН и для выработки электроэнергии. Пять газотурбинных установок, три из которых мощностью по 18,5 МВт и две по 25 МВт, вырабатывают суммарно до 105,5 МВт электроэнергии.

Система сбора нефти АО «ТП»

Система внутрипромыслового сбора нефти на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» включает в себя такие основные объекты, как замерные установки (ЗУ), групповые установки (ГУ), дожимные наносные станции (ДНС), установка предварительного сброса воды (УПСВ), установка подготовки и перекачки нефти (УППН), нефтепровод УППН АО «Тургай-Петролеум»-Камера приема очистного устройства (КПОУ) Кумколь.

Газожидкостная смесь по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные

установки (ЗУ) и групповые установки ГУ, где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на установке типа «Спутник» и направляется на соответствующие УПСВ. Для разгрузки УППН на месторождении Кумколь функционируют УПСВ-2, 3, 4, 5.

Помимо ЗУ и ГУ газожидкостная смесь со скважин поступает по выкидным линиям на ДНС, где производится поскважинный замер на установке типа «Спутник АГЗУ» и далее откачивается на УПСВ.

Отделенная нефть со всех УПСВ, а также не прошедшую первую ступень сепарации газожидкостная смесь с ДНС-ВК, ДНС-40 и ГУ-38 откачивается в систему нефтесбора на УППН для подготовки нефти до товарной кондиции и транспортировки в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл». Технологическая схема подготовки нефти на УППН месторождения Кумколь включает дегазацию, обезвоживание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

Выделившийся после сепарации на УПСВ и УППН газ используется на печах подогрева нефти и затем подается в общую газосборную систему для дальнейшей транспортировки на газотурбинную установку (ГТУ) для выработки электроэнергии на собственные нужды промысла. ГТУ Кумколь была введена в эксплуатацию совместно с АО «ПКСР» и находится на м/р Кумколь Контрактной территории АО «ПКСР».

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.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

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 Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться, такие как: печи подогрева нефти ПП-0,63, площадки ЗУ, площадки нефтегазосепараторов, площадки газосепараторов, площадки добывающих скважин, факельные установки.

Предварительное ориентировочное количество выбросов по месторождению Кумколь составит по 2 варианту (рекомендуемый):

ПККР: 149,0493 тонн/год или 6,4292409 г/с, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) – 20,4208485 т/год (0,76827801 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) – 3,31875412 т/год (0,12484393 г/с), Углерод (3 кл.оп.) – 0,54079038 т/год (0,01714836 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) – 22,975804 т/год (0,94878351 г/с), Метан - 10,2230976 т/год (0,54458709 г/с), Углеводороды C1-C5 – 91,2758 т/год (3,7071 г/с), Углеводороды C6-C10 – 0,2855 т/год (0,3096 г/с), Бензол (2 кл.оп.) – 0,0043 т/год (0,0038 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,00169 т/год (0,0017 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) – 0,0027 т/год (0,0034 г/с).

ТП: 569,8995 тонн/год или 19,502171 г/с, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) – 118,526779 т/год (3,88350926 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) – 19,2604941 т/год (0,63113776 г/с), Углерод (3 кл.оп.) – 0,36048228 т/год (0,02275772 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) – 86,9045229 т/год (3,4199772 г/с), Метан - 33,2720206 т/год (1,05768943 г/с), Углеводороды C1-C5 – 280,0849 т/год (9,3712 г/с), Углеводороды C6-C10 – 31,4759 т/год (1,1129 г/с), Бензол (2 кл.оп.) – 0,0072 т/год (0,0012 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,0024 т/год (0,0006 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) – 0,0048 т/год (0,0012 г/с).

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ПККР» будут являться: ***Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) (Неопасные отходы)*** – Образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе по мере накопления. Количество отхода – 1,0 тонн. ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) (Опасные отходы)*** - Образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления будет вывозиться согласно договора. Количество отхода – 0,2905 тонн. ***Смешанные коммунальные отходы (ТБО) (Неопасные отходы)*** – образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной основе. Количество отхода – 145,22 тонн. Ориентировочный объем образования отходов в период разработки на месторождении Кумколь составит – **146,5105 т/год.**

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ТП» будут являться: ***Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) (Неопасные отходы)*** – Образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе по мере накопления. Количество отхода – 1,0 тонн. ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) (Опасные отходы)*** - Образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления будет вывозиться согласно договора. Количество отхода – 0,127 тонн. ***Смешанные коммунальные отходы (ТБО) (Неопасные отходы)*** – образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в

специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной основе. Количество отхода – 85,07 тонн. Ориентировочный объем образования отходов в период разработки на месторождении Кумколь составит – **86,19 т/год.**

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 и 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 газовой 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 поражающими 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.

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 оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей 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; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан №400 - VI от 02.01.2021 года.
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
- Действующие законодательные и нормативные документы Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.