

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул. Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ _____

« _____ » _____ 2025 года

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду Проект «Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.»

Материалы поступили на рассмотрение 08.04.2025 г. вх. №KZ70RVX01325813.

Общие сведения.

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» (АО «ПКР») и АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП»).

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

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 03.12.2020 г. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» 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 Республики Казахстан и относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22.02.2010 г. №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 г. Жезказган – 280 км. Площадь месторождения – 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 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.

Рассматриваемый объект относится к объектам I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Краткое описание работ.

По результатам «Заявления о намечаемой деятельности» получено «Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду» №KZ57VWF00317001 от 20.03.2025 г., согласно которому оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

«Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Кумколь, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях» к «Дополнению к Проекту разработки...» является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения на окружающую среду и последствий этого воздействия. Разработка «Отчета о возможных воздействиях» способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды.

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.).

Согласно работе, Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь.

С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

- I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;
- II объект – газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;
- III объект – газонефтяная залежь Ю-III горизонта;
- IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

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.».

«Дополнение к проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.» выполнено АО «НИПИнефтегаз» в соответствии с требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ МЭ РК №329 от 24.08.2018 г.) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ МЭ РК №239 от 15.06.2018г.).

Расчетные варианты разработки.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Всего в данном проекте рассчитаны 2 варианта разработки.

Вариант 1 – является базовым.

Основные положения данного варианта:

- разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 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 «ПКСР» – 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 «ПКСР» – 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.

В проекте представлены основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по территориям месторождения Кумколь.

В настоящее время на месторождении Кумколь сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам «Программы развития переработки сырого газа по месторождению Кумколь» приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

В рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.» определен максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ при реализации проектных решений на месторождении Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз».

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при эксплуатации** месторождения Кумколь АО «ПКСР», в рамках данного проекта, являются технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.



Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения легких фракций углеводородов от технологического оборудования (неплотности ЗРА и ФС).

В период разработки месторождения Кумколь АО «ПКР» основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

1 вариант разработки:

Организованные источники:

- печь ПП-0,63 – источники №0001-0007;
- печь ППТМ-0,63Г – источник №0008;
- печь ППТМ-0,4 – источник №0009;
- факел (на ГУ-2, ГУ-4, ГУ-21) – источники №0010-0012

УПСВ-2:

- факел УПСВ-2 – источник №0013;

ЦКППН:

- печь 15 МВт – источник №0014;
- печь ПТБ-1,6 – источник №0015;
- печь 5 МВт – источники №0016-0018;
- печь ПТБ-10/64 – источник №0019;
- печь ПТБ-10-Э – источник №0020;
- РВС-5000 м³ – источники №0021-0029;
- РВС-4000 м³ – источники №0030-0032;
- горизонтальный резервуар – источник №0033;
- РВС-20000 м³ – источники №0034-0035;
- факел – источник №0036;

ЦУГ:

- ГТУ – источники №0037-0041;
- факел – источник №0036;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-1, 2, 3, 4, 8, 9, 12, 13, 14, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 – источники №6002-6017;
- площадка ЗУ-2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 4А, 4Б, 16, 14, 15, 1, 13, 16А, 17, 18, 19, 25, 22, 26, 27 – источники №60018-6042;
- площадка приема камеры скребка на ГУ-1 – источник №6043;
- площадка дренажной емкости на АК-16 – источник №6044;
- площадка УПСВ-1/2 – источники №6045-6046;
- площадка ЦКППН – источник №6047.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 89 источников выброса, из них 42 – организованных, 47 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки – Рекомендуемый:

Организованные источники:

- печь ПП-0,63 – источники №0001-0007;
- печь ППТМ-0,63Г – источник №0008;
- печь ППТМ-0,4 – источник №0009;
- факел (на ГУ-2, ГУ-4, ГУ-21) – источники №0010-0012;

УПСВ-2:

- факел УПСВ-2 – источник №0013;

ЦКППН:

- печь 15 МВт – источник №0014;
- печь ПТБ-1,6 – источник №0015;
- печь 5 МВт – источники №0016-0018;
- печь ПТБ-10/64 – источник №0019;
- печь ПТБ-10-Э – источник №0020;
- РВС-5000 м³ – источники №0021-0029;



- РВС-4000 м³ – источники №0030-0032;
- горизонтальный резервуар – источник №0033;
- РВС-20000 м³ – источники №0034-0035;
- факел – источник №0036;

ЦУГ:

- ГТУ – источники №0037-0041;
- факел – источник №0036;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-1, 2, 3, 4, 8, 9, 12, 13, 14, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24 – источники №6002-6017;
- площадка ЗУ-2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 4А, 4Б, 16, 14, 15, 1, 13, 16А, 17, 18, 19, 25, 22, 26, 27 – источники №60018-6042;
- площадка приема камеры скребка на ГУ-1 – источник №6043;
- площадка дренажной емкости на АК-16 – источник №6044;
- площадка УПСВ-1/2 – источники №6045-6046;
- площадка ЦКППН – источник №6047.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 89 источников выброса, из них 42 – организованных, 47 – неорганизованных источников.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ при реализации проектных решений на месторождении Кумколь АО «Тургай Петролеум».

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации* месторождения Кумколь АО «ТП», в рамках данного проекта, являются технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения легких фракций углеводородов от технологического оборудования (неплотности ЗРА и ФС).

В период разработки месторождения Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

1 вариант разработки

Организованные источники:

ГУ-25, 26, 27, 29, 34, 35:

- продувочная свеча – источник №0001-0006;
- ДНС-30, 37, 39, 40, 41, ДНС-ВК, 42, 43, 44, 45:
- продувочная свеча – источник №0007-0016;

Пункт подготовки воды:

- печь ПП-1,6 – источник №0017-0018;

УППН:

- печь ПТБ-10-А – источник №0019-0022;
- печь ПП-0,63 – источник №0023-0025;
- печь ППН-3 – источник №0026-0027;
- РВС-5000 м³ – источник №0028-0033;
- Факел УППН – источник №0034;

Опорная база:

- котельная установка – источник №0035;

Узел врезки в магистральный трубопровод:

- печь ПП-0,63 – источник №0036-0037;

Территория АО «ПККР»:

- ГТУ – источник №0038-0040;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 38 – источник №6002-6013;
- площадка ДНС-30, 37, 39, 40, 41, ДНС-ВК, 42, 43, 44, 45 – источник №6014-6023;



- площадка ГКС – источник №6024;
- площадка БКС-1 – источник №6025;
- площадка БКС-2 – источник №6026;
- площадка УПСВ-2 – источник №6027;
- площадка УПСВ-3 – источник №6028;
- площадка УПСВ-4 – источник №6029;
- площадка УПСВ-5 – источник №6030;
- площадка УППН – источник №6031.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 71 источник выбросов, из них 40 – организованных, 31 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки – Рекомендуемый.

Организованные источники:

ГУ-25, 26, 27, 29, 34, 35:

- продувочная свеча – источник №0001-0006;
- ДНС-30, 37, 39, 40, 41, ДНС-ВК, 42, 43, 44, 45:
- продувочная свеча – источник №0007-0016;

Пункт подготовки воды:

- печь ПП-1,6 – источник №0017-0018;

УППН:

- печь ПТБ-10-А – источник №0019-0022;
- печь ПП-0,63 – источник №0023-0025;
- печь ППН-3 – источник №0026-0027;
- РВС-5000 м³ – источник №0028-0033;
- Факел УППН – источник №0034;

Опорная база:

- котельная установка – источник №0035;

Узел врезки в магистральный трубопровод:

- печь ПП-0,63 – источник №0036-0037;

Территория АО «ПКР»:

- ГТУ – источник №0038-0040;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 38 – источник №6002-6013;
- площадка ДНС-30, 37, 39, 40, 41, ДНС-ВК, 42, 43, 44, 45 – источник №6014-6023;
- площадка ГКС – источник №6024;
- площадка БКС-1 – источник №6025;
- площадка БКС-2 – источник №6026;
- площадка УПСВ-2 – источник №6027;
- площадка УПСВ-3 – источник №6028;
- площадка УПСВ-4 – источник №6029;
- площадка УПСВ-5 – источник №6030;
- площадка УППН – источник №6031.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 71 источник выбросов, из них 40 – организованных, 31 – неорганизованных источников.

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

Месторождение Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»:

1 вариант разработки:

- 2025 год – 144,26 т/год.

2 вариант разработки (рекомендуемый):

- 2025 год – 149,0493 т/год.



Месторождение Кумколь АО «Тургай Петролеум»:

1 вариант разработки:

- 2025 год – 550,7279 т/год.

2 вариант разработки (рекомендуемый):

- 2025 год – 569,8995 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: азота диоксид, азот оксид, углерод, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C1-C5, смесь углеводородов предельных C6-C10, бензол, диметилбензол, метилбензол.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте разработки являются предварительными и ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья. Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в отдельных проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов АО «ПКР» и АО «ТП» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Водопотребление и водоотведение.

Существующая система водоснабжения и водоотведения АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Водоснабжение. К постоянным водным источникам на объектах АО «ПКР» относятся скважины технического, хозяйственного и питьевого водоснабжения.

Для водоснабжения системы ППД используются технический подземный водозабор с 11 скважинами, производительность каждой – 1512 м³/сут., на существующее положение в работе находятся 5 скважин, подача воды на БКНС осуществляется по водопроводу диаметром 300 мм и протяженностью 1,72 км.

Хозяйственно-бытовое водоснабжение осуществляется из водозаборных скважин, располагающихся в 26,5 км от промышленной зоны. Вода из скважин по трубопроводу поступает в 2 резервуара объемом 700 м³ каждый, далее в установку по очистке воды и насосную станцию водоснабжения, подающую воду в объединенную сеть хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода.

Водоотведение. На производственных объектах используются системы хозяйственно-бытовой и производственной канализаций.

- Хозяйственно-бытовая канализация предназначена для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод от объектов вахтового поселка и промышленной зоны месторождения. Водоотводящая сеть решена в 2-х системах – самотечной и напорной. Хозяйственно-бытовые стоки вспомогательных производств поступают на биопруды по напорным трубопроводам от 2-х канализационных насосных станций, оборудованных решетками. Система водоотведения от вахтового поселка, и некоторых участков на промысле – самотечная. Децентрализованные стоки отводятся на местные локальные очистные сооружения – септики. Вывоз стоков из септиков на конечный приемник сточных вод – биопруды осуществляется вакуумной ассенизационной машиной.

- Производственная канализация предназначена для сбора:

-- производственных сточных вод с площадки утилизации газа – для уменьшения количества вредных веществ (NO, NO₂) подается опресненная вода в камеру сгорания турбины. Опреснение воды осуществляется на установке опреснения воды.

-- сточные воды от турбин, компрессоров, которые самотеком собираются в резервуар, где отстаиваются и расслаиваются, при этом отстоявшаяся вода направляется в газовый тракт турбины для улучшения процесса горения, масляные фракции вывозятся для утилизации с нефтесодержащими водами ЦППН.



- Система ППД, предусматривающая сбор пластовых вод и другие сточных вод повторного использования, которые подаются от ЦКППН по трубопроводу диаметром 150 мм и протяженностью 8,55 км, а затем используются для поддержания пластового давления.

Существующая система водоснабжения и водоотведения АО «Тургай Петролеум».

Водоснабжение. На объектах АО «ТП» забор воды проводится на участках действующих водозаборов: технический водозабор для производственно-технического водоснабжения, технический водозабор опорной базы месторождения и хоз-питьевой водозабор в г.Кызылорде.

Для осуществления своей производственной деятельности АО «ТП» использует подземные воды Кумкольского, Кызылкумского и Кызылжарминского (г.Кызылорда) месторождений подземных вод.

Техническое водоснабжение групповых установок, ДНС, УПСВ, УППН и опорной базы осуществляется из двух скважин №8вз, 1695. Все скважины оборудованы насосами марки «Grundfos SP 17-14» производительностью 63 м³/час и напором 270 м.

На предприятии функционирует система водоснабжения – кольцевая, между насосной и сетью расположена водонапорная башня, которая предназначена для регулирования неравномерности водопотребления, хранения неприкосновенного запаса воды, создания необходимого напора в водопроводной сети. Подача воды в бак из водопроводной сети и поступление регулирующего запаса воды из бака осуществляется по подающе-разводящему трубопроводу.

На площадке опорной базы действуют следующие системы:

- водопровод хозяйственно-питьевой;
- водопровод технической воды;
- канализация бытовая.

Водоотведение. В результате производственной и хозяйственной деятельности АО «ТП» на контрактной территории формируются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды от вахтового поселка, от офисных помещений, участка подготовки и перекачки нефти (УППН) и производственной базы;
- производственные стоки после промывки фильтров от станций водоподготовки (установка обратного осмоса).

На опорной базе предприятия АО «ТП» функционирует система хозяйственно-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара КНС №1 стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки сточных вод.

Конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и стоков от промывки фильтров установок водоподготовки (установки обратного осмоса – ВОС) являются существующие пруды накопители (испарители) замкнутого типа №1 и №2.

В районе расположения Контрактной территории АО «ТП» и прилегающих территорий отсутствует постоянная гидрографическая сеть.

Производительность технологической линии – 150 м³/сут. (6,25 м³/ч). Очищенные сточные воды сбрасываются в пруд-накопитель №1.

Существующие пруды накопители №1 и №2 являются конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и части стоков от промывки фильтров участка водоподготовки (установки обратного осмоса – ВОС-1) по выпускам № 1 и № 2.

Отходы производства и потребления.

Процедура управления отходами на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

На месторождении Кумколь имеются следующие места размещения отходов:

- полигон захоронения твердых бытовых отходов на месторождении Кумколь;
- участок временного хранения (не более полгода хранятся) низкорadioактивных отходов (НРО) на месторождении Кумколь;
- участок компостирования замазученного грунта на месторождении Кумколь.



Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Кумколь АО «ПКСР» являются:

- опилки и стружка черных металлов (металлолом);
- абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- смешанные коммунальные отходы (ТБО).

На месторождении сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев. Точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов месторождения Кумколь будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления» АО «ПКСР» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Процедура управления отходами на территории АО «Тургай-Петролеум».

Процесс управления отходами на территории АО «ТП» регламентируется нормативными документами и положениями «Программы управления отходами» АО «ТП».

Предприятие не имеет собственных объектов размещения отходов и специально оборудованных мест хранения с установленными сроками хранения.

Все отходы собираются до формирования объема транспортной партии в местах сбора отходов, а затем в соответствии с договорами передаются подрядным и специализированным организациям вместе с правом на собственность для оказания услуг по утилизации и захоронению отходов.

Все отходы подлежащие размещению, передаются на договорной основе с отчуждением прав собственности на них подрядным и специализированным организациям.

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Кумколь АО «ТП» являются:

- опилки и стружка черных металлов (металлолом);
- абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- смешанные коммунальные отходы (ТБО).

На месторождении Кумколь контрактной территории АО «ТП» сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев. Точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов АО «ТП» будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Рекультивация земель.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;



- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;

- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности.

Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения. Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть:

1) Согласно пункту 1 статьи 146 Кодекса «О недрах и недропользовании», сжигание сырого газа в факелах запрещается, за исключением случаев:

- угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде;

- при испытании объектов скважин;

- при пробной эксплуатации месторождения;

- при технологически неизбежном сжигании сырого газа.

«Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах» утверждены приказом Министра энергетики РК от 25.04.2018 г. №140.

В соответствии с п.1 ст.23 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», в случаях, предусмотренных Кодексом, операции по недропользованию могут проводиться только при наличии проектного документа, предусматривающего проведение таких операций.

Также согласно п.1 ст.134 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», операции по недропользованию по углеводородам осуществляются в соответствии со следующими проектными документами:

- базовые проектные документы: проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов;

- технические проектные документы, перечень которых устанавливается в единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр.

Государственная экспертиза базовых проектных документов в сфере недропользования по углеводородам регулируется статьей 140 Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Вместе с тем, согласно пункту 3 статьи 139 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) разведочные работы по оценке, разведочные работы на море, увеличение участка недр в соответствии со статьей 113 настоящего Кодекса, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду или заключения по результатам ОВОС.

2) В соответствии п.2 ст.397 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. (далее – Кодекс), при проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

- конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных



и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

- после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

- буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

- консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством РК о недрах и недропользовании.

3) Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложению 4 к Кодексу, а также предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, по устранению его последствий:

- охрана атмосферного воздуха;
- охрана от воздействия на водные экосистемы; охрана водных объектов;
- охрана земель; охрана животного и растительного мира;
- обращение с отходами; радиационная, биологическая и химическая безопасность;
- внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий.

4) Инициатором, пользование поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса РК.

5) Согласно п.4 статьи 225 Кодекса, если при проведении операций по недропользованию происходит незапроектированное вскрытие подземного водного объекта, недропользователь обязан незамедлительно принять меры по охране подземных водных объектов в порядке, установленном водным законодательством Республики Казахстан, и сообщить об этом в уполномоченные государственные органы в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственный орган в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения. В этой связи, необходимо предоставить план мероприятий по охране подземных вод.

6) Согласно п.2 статьи 238 Кодекса, недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

- до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование для целей рекультивации нарушенных земель;

- проводить рекультивацию нарушенных земель.

7) Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06.08.2021 года №314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

8) Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений (Приложение 4 к Кодексу).

9) Согласно ст.78 Кодекса, послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.



Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

10) В дальнейшей разработке проектной документации для получения экологического разрешения на воздействие необходимо учесть требования экологического законодательства, а также предложения государственных органов и общественности, размещённые на портале «Единый экологический портал».

Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ57VWF00317001 от 20.03.2025 г.

2. Проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.».

3. Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.».

Вывод: Представленный проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.» **допускается к реализации** намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н.Өмірсерікұлы

Исп. Болатова Ж.
Тел. 230019



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

