

«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

№ _____

« _____ » _____ 2026 года

ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

Заключение

по результатам оценки воздействия на окружающую среду

Проект «Отчет о возможных воздействиях»

к «Дополнению к проекту разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный»

Материалы поступили на рассмотрение 05.05.2026 г. вх. №KZ50RVX01896048.

Общие сведения.

В географическом отношении месторождение Хаиркелды Юго-Западный находится в юго-западной части Торгайской низменности. Площадь горного отвода составляет 12,25 км².

В административном отношении месторождение Хаиркелды Юго-Западный расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Контрактный участок находится в 150 км на север от областного центра г.Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и грунтовыми дорогами.

В непосредственной близости от контрактной территории расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс. В пределах контрактной территории открыты месторождения нефти Таур, Хаиркелды, Хаиркелды Южный, Хаиркелды Северный.

По контрактной территории проходит нефтепровод «Коныс-Кумколь», подключенный к магистральному нефтепроводу «Кумколь-Каракоин». В 140 км на юго-запад от месторождения имеется выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст.Джусалы, где расположены два независимых нефтеналивных терминала, один из которых принадлежит компании «CNPC». Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Джусалы соединяет также нефтепровод «Кызылкия-Арысқум-Майбулак» протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен также по нефтепроводу «Кумколь-Атасу-Алашанькоу» с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле «Кумколь».

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков – менее 150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15°C (до -40°C), летом – +27°C (до +45°C). 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 типичной для них растительностью и животным миром.



Источники электроснабжения отсутствуют. Электроснабжение обеспечивается от внешнего источника с помощью линии электропередач, а также используются газопоршневые электростанции, которые находятся на энергоблоке №2 Южный Хаиркелды.

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» №KZ05VWF00557818 от 28.04.2026 г., согласно которому оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

Целью настоящего проекта является совершенствование системы разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный, с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки месторождения с учетом результатов детального анализа по отдельным блокам, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Хаиркелды Юго-Западный. А также формирование и вынесение на согласование в установленном порядке прогнозных технологических показателей разработки с 2026 года и на последующий расчетный период, учитывая ограниченность срока действия утвержденных показателей по действующему проекту (2024-2026 гг.).

По состоянию на 01.01.2026 г. на месторождении пробуренный фонд скважин составляет 18 ед., в т.ч. в добывающем фонде – 16 ед., из них в действующем – 10 ед. (ХЮЗ-1, ХЮЗ-7, ХЮЗ-9, ХЮЗ-10, ХЮЗ-12, ХЮЗ-13, ХЮЗ-14, ХЮЗ-16, ХЮЗ-17, ХЮЗ-18) в т.ч. в простое – 1 ед. (ХЮЗ-3), в бездействии – 5 ед. (ХЮЗ-2, ХЮЗ-4, ХЮЗ-8, ЮЗХ-11, ХЮЗ-15). В консервации – 2 ед. (ХЮЗ-5, ХЮЗ-6). Скважины №№2, 4, 8, 11, 15 бездействуют по причине обводненности, скважины №5, №6 находятся в консервации по причине получения непромышленного притока нефти. Исходя из местоположения, бездействующие скважины могут быть использованы в качестве нагнетательных.

По месторождению в целом рассмотрено два варианта разработки, различающихся между собой количеством бурения добывающих скважин и переводов скважин под нагнетание:

- Вариант 1 (базовый) – предусматривает ввод из бурения одной скважины (№19), перевод трех скважин (№12, №13, №18) из других объектов, ввод из консервации в наблюдательный фонд одной скважины (№6). Для организации системы ППД запланирован перевод под нагнетание двух скважин (№11, №4). Общий фонд добывающих скважин достигнет 16 единиц, нагнетательных – 2 единицы.

- Вариант 2 (рекомендуемый) – основан на базе первого и дополнительно предусматривает бурение трех скважин (№20, №21, №22), РИР на двух скважинах (№7, №8), перевод четырех скважин (№7, №2, №18, №12) из других объектов. Для организации системы ППД запланирован перевод под нагнетание трех скважин (№6, №7, №8). Общий фонд добывающих скважин достигнет 16 единиц, нагнетательных – 5 единиц.

Эксплуатация добывающих скважин на месторождении предполагается фонтанным и механизированным способом с поддержанием забойного давления на уровне не ниже давления насыщения. Значение коэффициента эксплуатации принято на уровне 0,5 д.ед. для вновь пробуренных скважин и 0,9 доли ед. для остального действующего фонда.

Критерием остановки добывающих скважин приняты следующие значения: обводненность добываемой продукции на уровне 99% и дебит жидкости добывающих скважин на уровне ниже 1 т/сут.

Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.

Сбор продукции скважин осуществляется по однострунной герметизированной системе под действием буферных давлений скважин. Скважины на «ДНС-4» подключаются по лучевой схеме по территориальному принципу, без учета принадлежности скважин к эксплуатационным объектам.



Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на установку типа «Спутник Б 40-14-500», где производится поскважинный замер дебитов. Переключение на замер продукции скважин осуществляется в автоматическом режиме.

Нефтегазовая смесь от автоматической групповой замерной установки АГЗУ («поз. S-1») через фильтры («поз. Ф-1/2») поступает в двухфазный сепаратор «С-1» типа «НГС-1,6 2000-1-И» с объемом $V=25 \text{ м}^3$, где происходит разгазирование эмульсии. Дегазированная нефтяная эмульсия (с «С-1») подается на насосы «Н-1 А/В» и далее нефтяная эмульсия подается на печь нагрева («поз. П-1А») и от площадки «ДНС-4» по нефтепроводу диаметром 114 мм и 273 мм поступает на ППН «Южный Хаиркелды».

Отделенный от нефтегазожидкостной смеси газ поступает в вертикальный газовый сепаратор («поз. ГС-02А»), где отделяется от капельной жидкости. Далее газ направляется в центробежный вертикальный газовый сепаратор («поз. ГС-2Б»), в котором отделяется от оставшейся капельной жидкости. После центробежного газового сепаратора газ поступает в дожимную компрессорную станцию («поз. ДКС-1») и далее по проектируемому газовому коллектору диаметром 114 мм направляется на ППН «Южный Хаиркелды». На линии газового коллектора на «ПК 26+00» установлен конденсатосборник («поз. К-1»). Газ с предохранительных клапанов и для аварийного сброса газа направляется на факельную установку («поз. Ф-1»), расположенную рядом с площадкой «ДНС-4» на месторождении Хаиркелды Юго-Западный. Дренаж от оборудования собирается в дренажную емкость («поз. VE-01») и, по мере накопления полупогружным насосом («поз. РС-01»), установленным на дренажной емкости, подается в коллектор нефти перед фильтрами.

Рекомендации к системе ППД.

Разработка месторождения Хаиркелды Юго-Западный предполагается на естественном водонапорном режиме, а основное поддержание пластовой энергии и вытеснение нефти предусматривается за счет активности законтурных вод. В связи с этим, в рамках настоящего проекта реализация системы ППД предусматривается через 5 нагнетательных скважин №№4, 6, 7, 8, 11. Система ППД на месторождении предусмотрена только на I эксплуатационном объекте. На начальном этапе закачка воды, в большей степени, будет выполнять функцию апробирования ППД на его возможное расширение в будущем, если имеющаяся динамическая модель месторождения и режим работы не подтвердятся. Таким образом, перед началом реализации системы ППД на месторождении в скважинах рекомендуется провести соответствующий комплекс исследований на определение приемистости пластов.

Источником водоснабжения для ППД будет являться попутно добываемая вода, в связи с чем проведение исследований на совместимость вод не требуется. Закачку воды рекомендуется осуществлять по герметизированной системе, что исключает возможность попадания агрессивных компонентов, сероводорода, механических примесей в закачиваемую воду, при этом используются блочные установки очистки пластовых вод, дозирочные установки подачи ингибиторов коррозии и солеотложения. Для снижения коррозионной активности сточная вода перед насосом обрабатывается ингибитором коррозии.

Условия эксплуатации объекта.

На период проведения работ проживание предусматривается в вахтовом поселке, расположенном за пределами промплощадки скважины.

Численность вахты – 30 человек на период бурения и период испытания скважины.

Доставка грузов и вахт будет осуществляться автотранспортом с г.Кызылорды. Заезд транспорта на буровую осуществляется по утвержденному маршруту, по подготовленным перед началом работ дорогам со снятым ПСП и твердым (щебеночным) покрытием. При производстве работ используются машины и механизмы подрядчиков.

Расстояние от площадки ГСМ до жилых вагончиков, стоянок техники, производственных помещений, передвижных электростанций и т.д. – не менее 50 м.

Для размещения бурового оборудования подготавливается площадка 3,5 га под одну скважину в соответствии с санитарными и экологическими требованиями. Буровая площадка полностью по периметру обваловывается земляным обвалом на территориях, где существует угроза затопления их паводковыми или нагонными водами.



Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При разработке месторождения источниками воздействия на атмосферный воздух будет технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательного производства, необходимые для добычи, сбора и транспорта продукции.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем рассматриваемым вариантам. В качестве расчетного принят 2039 год разработки, характеризующийся максимальной добычей газа, что определяет наибольшее воздействие на атмосферный воздух по рекомендуемому варианту разработки.

– 1 вариант разработки – в котором, согласно технологическим показателям, максимальный объем добычи нефти 26,5 тыс.т достигается в 2026 году, максимальная добыча попутного газа – 2,365 млн.м³ достигается в 2039 г., максимальный фонд добывающих скважин – 16 ед.;

– 2 вариант разработки (рекомендуемый) – в котором, согласно технологическим показателям, максимальный объем добычи нефти 30,5 тыс.т достигается в 2028 году, максимальная добыча попутного газа – 4,786 млн.м³ достигается в 2039 г., максимальный фонд добывающих скважин – 16 ед.

В остальные годы разработки (2026-2052 гг.) уровни выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух не превышают значений, рассчитанных для 2039 года, и, соответственно, не приводят к увеличению максимального воздействия.

В соответствии с «Дополнением к проекту разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный», основными источниками выбросов при эксплуатации объектов и сооружений месторождения, а также при проведении геолого-технических мероприятий на скважинах, в состав которого входят ремонтно-изоляционные работы, перевод скважин между объектами разработки и перевод скважин под нагнетание, ввод из консервации скважины в наблюдательный фонд, по рассматриваемым вариантам разработки являются:

Эксплуатация месторождения (1, 2 варианты разработки).

Организованные источники

- ✓ Источник №0001. Факел;
- ✓ Источник №0002. Печь подогрева ПНПТ-0,3;
- ✓ Источник №0003. Дизельгенератор PRAMAC P-150;
- ✓ Источник №0004. Свеча рассеивания;
- ✓ Источник №0005-0007. Котел АОГВ 23,2;
- ✓ Источник №0008-0009. Котел RLS28 RIELLO;
- ✓ Источник №0010. Печь «ПП-0,63»;
- ✓ Источник №0011. Печь подогрева ПТ-16/150;

Неорганизованные источники

- ✓ Источник №6001–6002. Насос для перекачки нефти;
- ✓ Источник №6003. Блок дозирования хим.реагентов;
- ✓ Источник №6004–6014, 6034-6038. Тех.блок скважин (ФС, ЗРА);
- ✓ Источник №6015–6025, 6039-6043. ФС и ЗРА выкидные линии скважин;
- ✓ Источник №6026. ФС и ЗРА Дренажная емкость;
- ✓ Источник №6027. Нефтегазовый сепаратор;
- ✓ Источник №6028-6029. Газовый сепаратор;
- ✓ Источник №6030. Компрессорная установка ДКС-1;
- ✓ Источник №6031. Двухфазный сепаратор;
- ✓ Источник №6032. Конденсатосборник;
- ✓ Источник №6033. АГЗУ.

Проведение геолого-технических мероприятий на скважинах, включая: ремонтно-изоляционные работы, перевод скважин между объектами и под нагнетание, ввод из консервации скважины в наблюдательный фонд.

Организованные источники

- ✓ Источник №0101-0102. УПА 60/80;



✓ Источник №0103. СВАБ А2-32;

✓ Источник №0104-0105. ППУА;

✓ Источник №0106-0107. ЦА-320;

Неорганизованные источники

✓ Источник №6101. Сварочные работы.

Нумерация источников выбросов при эксплуатации месторождения принята следующей: для организованных источников – с 0001, для неорганизованных источников – с 6001.

При проведении геолого-технических мероприятий на скважинах, включающего ремонтно-изоляционные работы, ввод из консервации скважин, перевод скважин между объектами разработки, а также перевод скважин из добывающего и наблюдательного фонда под нагнетание, нумерация источников выбросов принята: для организованных источников – с 0101, для неорганизованных источников – с 6101.

Всего на месторождении при эксплуатации месторождения и при поведении ГТМ по рекомендуемому варианту предполагается 62 источника выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 44 неорганизованных, 18 организованных.

Выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников при эксплуатации месторождения и при поведении ГТМ по рекомендуемому варианту на месторождении Хаиркелды Юго-Западный составляет:

- по 1 варианту – 7,97 г/с и 62,86 т/год (2026-2052 годы);

- по 2 (рекомендуемому) варианту – 8,21 г/с и 70,39 т/год (2026-2052 годы).

Основные источники воздействия на окружающую среду при бурении эксплуатационных скважин.

В рамках проекта рекомендуемого варианта на проектируемый период предусмотрено бурение и ввод в эксплуатацию 4 добывающих скважин в 2026–2028 гг.: 1 скважина – в 2026 году, 2 скважины – в 2027 году, 1 скважина – в 2028 году. Дополнительно, с целью уточнения геологического строения и доразведки месторождения, проектом предусматривается опробование 3-х скважин.

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха на площади работ при бурении являются двигатели внутреннего сгорания ДЭС, силовых приводов буровых установок, цементировочный агрегат и др.

При работе дизельных генераторов в атмосферный воздух поступают следующие загрязняющие вещества: оксиды азота, серы и углерода, альдегиды, сажа, бенз(а)пирен.

Из емкостей хранения дизельного топлива в атмосферу выделяются углеводороды C_{12} – C_{19} и сероводород.

При разгрузке цемента и других материалов в атмосферный воздух поступает неорганическая пыль, в том числе цементная пыль.

При бурении добывающей эксплуатационной скважины глубиной 2100 м.

При рассмотрении технологии строительства скважин были выделены 33 источника загрязнения, в том числе: организованные – 13 единиц, неорганизованные – 20 единиц.

Нумерация источников выбросов при бурении скважин принята следующей: для организованных источников – с 0301, для неорганизованных источников – с 6301.

Продолжительность цикла строительства скважин, включающего бурение, крепление и испытание, составляет 171 суток, из них:

✓ строительно-монтажные работы – 10 суток;

✓ подготовительные работы к бурению – 2 суток;

✓ бурение и крепление скважины – 42 суток;

✓ испытание скважины в эксплуатационной колонне – 117 суток;

Данная продолжительность является ориентировочной и принята на основании данных по аналогичным работам. Уточненные показатели продолжительности будут определены на стадии разработки технических проектов на бурение скважин.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительно-монтажных и подготовительных работах являются:



- ✓ Источник №6301. Разработка грунта экскаватором;
- ✓ Источник №6302. Перемещение грунта бульдозером;
- ✓ Источник №6303. Сварочный пост;
- ✓ Источник №6304. Погрузочно-разгрузочные работы.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период бурения и крепления скважины являются:

- ✓ Источник №0301. Дизельный генератор мощностью 200 кВт;
- ✓ Источник №0302-0303. ДВС силового привода для работы буровой установкой ZJ-40;
- ✓ Источник №0304. ДВС насосного блока для работы буровой установки ZJ-40;
- ✓ Источник №0305. Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ✓ Источник №0306. Передвижная паровая установка (ППУ) ;
- ✓ Источник №0307. Смесительная установка СМН-20;
- ✓ Источник №6305. Блок приготовления бурового раствора;
- ✓ Источник №6306. Емкость для бурового раствора;
- ✓ Источник №6307. Емкость для бурового шлама;
- ✓ Источник №6308. Емкость для дизельного топлива;
- ✓ Источник №6309. Емкость для хранения масла;
- ✓ Источник №6310. Насосная установка для перекачки дизельного топлива.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период испытания скважины являются:

- ✓ Источник №0308. Силовой привод подъемного агрегата УПА-60;
- ✓ Источник №0309. Резервуары для нефти;
- ✓ Источник №0310. Факельная установка;
- ✓ Источник №6311. Насосная установка для перекачки нефти;
- ✓ Источник №6312. Нефтегазосепаратор;
- ✓ Источник №6313. Скважина;
- ✓ Источник №6314. Срезка насыпи с площадки;
- ✓ Источник №6315. Срезка обваловки вокруг площадки буровой;
- ✓ Источник №6316. Срезка обваловки площадка ГСМ;
- ✓ Источник №6317. Транспортировка пылящихся материалов;
- ✓ Источник №0311. Силовой привод подъемного агрегата УПА-60 (СКО);
- ✓ Источник №0312. Емкость с соляной кислотой (СКО);
- ✓ Источник №0313. Цементировочный агрегат (СКО);
- ✓ Источник №6318–6320. Насосная установка (СКО).

Выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников при бурении добывающих скважин на месторождении Хаиркелды Юго-Западный составляют:

- в 2026 году от 1 скв. (№19) – 20,34 г/с и 51,67 т/год;
- в 2027 году от 2 скв. (№20, №21) – 40,69 г/с и 103,34 т/год;
- в 2028 году от 1 скв. (№22) – 20,34 г/с и 51,67 т/год т/год.

На этапе опробования (испытание) скважин.

В период проведения испытания скважины в целях доразведки будет задействовано всего 9 стационарных источников, в том числе: организованные – 3 единицы, неорганизованные – 6 единиц.

Нумерация источников выбросов при опробовании скважин в целях доразведки принята: для организованных источников – с 0201, для неорганизованных — с 6201.

Продолжительность испытания одного объекта скважины не превышает 90 дней для каждого объекта скважины, согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании». В каждой скважине будет опробовано 3 объекта (ожидаемый дебит нефти 37,7 т/сут, г.ф. – 131 м³, плотность – 0,705 г/см³). Объем сжигаемого газа на 1 скв. – 940082 м³.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при испытании скважин являются:

- ✓ Источник №0201. ДВС подъемного агрегата УПА 60/80;



- ✓ Источник №0202. Цементируемый агрегат ЦА-320;
- ✓ Источник №0203. Факел;
- ✓ Источник №6201. Емкость дизельного топлива;
- ✓ Источник №6202. Насос для перекачки дизельного топлива;
- ✓ Источник №6203. Емкость для нефти;
- ✓ Источник №6204. Насос технологический;
- ✓ Источник № 6205. Площадка налива нефти при испытании;
- ✓ Источник №6206. Скважина.

Общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ при испытании 1-ой скважины на месторождении составит 38,34 т/период, при испытании 3-х скважин – 115,03 т/период.

Водопотребление и водоотведение.

Водоснабжение. Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населённого посёлка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны обеззараживаются не менее одного раза в 10 дней.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд.

Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется из пробуренной на территории расположения буровой площадки водозаборной скважины.

Водоснабжение буровой бригады для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд осуществляется привозной бутилированной водой из г.Кызылорда.

Техническая вода при строительстве скважин необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора, обмыва бурового оборудования и т. д.

Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 40 м³.

Водоотведение. За отсутствием центральной канализационной сети, для отвода хозяйственно-бытовых сточных предусмотрен септик достаточного объема. По мере накопления септиков, сточные воды будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения специализированной компании по договору. Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

Объем водопотребления и водоотведения при эксплуатации месторождения:

- водопотребление – 2586,9375 м³/год;
- водоотведение – 2069,55 м³/год;
- ориентировочный объем потребления технической воды – 500 м³.

Объем водопотребления и водоотведения при бурении 4 эксплуатационных скважин:

- водопотребление – 3924,9 м³/год;
- водоотведение – 3139,92 м³/год;
- ориентировочный объем потребления технической воды – 890 м³.

Объем водопотребления и водоотведения при испытании оценочных скважин:

- водопотребление – 2551,5 м³/год;
- водоотведение – 2041,2 м³/год;
- ориентировочный объем потребления технической воды – 500 м³.

Отходы производства и потребления.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование



производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный образуется значительное количество промышленных и коммунальных отходов. Основными отходами в процессе эксплуатации месторождения, расконсервации и строительства скважин являются: нефтешлам, отходы обратной промывки скважин (ООПС), промасленная ветошь, отработанные масла, отработанные аккумуляторы, отработанные люминесцентные лампы, использованная тара из-под химреагентов и масел, отходы химреагентов, нефтезагрязненная пленка, смешанные коммунальные отходы, металлолом, огарки сварочных электродов, строительные отходы, медицинские отходы, отработанные шины.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

Объем образования отходов производства и потребления составит:

- при эксплуатации месторождения Хаиркелды Юго-Западный – 152,32015 т/г;
- при бурении 1 эксплуатационной скважины глубиной 2100 м в 2026 г. – 1345,2293 т/г;
- при бурении 2 эксплуатационных скважин глубиной 2100 м в 2027 г. – 2690,4586 т/г;
- при бурении эксплуатационных скважин глубиной 2100 м в 2028 г. от 1 скважины – 1345,2293 т/г;
- при испытании 3 скважин в целях доразведки – 20,9964 т/г.

Рекультивация земель.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. 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. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Одним из мероприятий по охране подстилающей поверхности является проведение технической рекультивации, при которой должны быть выполнены 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.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории.

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 п.1 ст.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 ст.140 Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Вместе с тем, согласно п.3 ст.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 результатамОВОС.

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 ст.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 ст.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) В соответствии с Классификатором отходов от 06.08.2021 г. №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, размещенные 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 №KZ05VWF00557818 от 28.04.2026 г.

2. Проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Дополнению к проекту разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный».

3. Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Дополнению к проекту разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный».

Вывод: Представленный проект «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Дополнению к проекту разработки месторождения Хаиркелды Юго-Западный»



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

