

«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

№ _____
« ____ » _____ 2023 года

ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду проект «Отчет о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения «Северный Кенлык» ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Материалы поступили на рассмотрение 16.01.2023 г. вх. №KZ65RVX00659319.

Общие сведения.

Объект исследования – система разработки месторождения Северный Кенлык.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Северный Кенлык.

Недропользователем месторождения Северный Кенлык является ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Недропользователь имеет Контракт №662 от 24.04.2000 г. на проведение разведки углеводородного сырья на блоках XXVIII -37А, В, Д (частично), Е (частично), F (частично), Кызылординской и Карагандийской областях Республики Казахстан.

Согласно Дополнения №19 (№4920-УВС-МЭ) от 28.05.2021 г. Срок действия контракта до 08.02.2022 года.

Месторождение Северный Кенлык находится в Улутауской (Карагандийской) области Республики Казахстан.

Месторождение открыто в 2016 году при проведении поискового бурения.

Площадь геологического отвода составляет 840.47 кв.км, глубина отвода – с углублением полеозойского горизонта до 250м.

Месторождение Северный Кенлык в географическом отношении расположено в южной части Торгайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

В административном отношении месторождение находится в Улытауском районе Карагандинской области.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.Кызылорда (к югу 180 км), Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). В целом месторождение характеризуется благоприятным географо-экономическим положением.

Действующий нефтепровод Кумколь - Каракойын - Шымкент проходит на расстоянии 60 км к северо-востоку от площади работ.

Ближайшие месторождения нефти находятся на расстоянии от площади Северный Кенлык: Кенлык, Арыскуп, Кызылкия. В 40 км к востоку расположено крупное разрабатываемое газонефтяное месторождение Кумколь. Эти месторождения связаны между собой сетью грейдерных проселочных дорог. (рисунок 1.1).

В геоморфологическом отношении район работ представляет собой слабоволнистую суглинистую равнину с редкими замкнутыми котлованами, занятыми солончаками или такырами с отметками рельефа 150- 200 м.

Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Для технического водоснабжения используются артезианские воды верхнего мела с минерализацией



до 4 г/л из гидрогеологической скважины, пробуренной на территории вахтового поселка. Для питьевого водоснабжения используется эта же вода после предварительного опреснения на установке.

Климат района резко-континентальный со значительными колебаниями сезонных и суточных температур воздуха и малым количеством осадков (около 100-150 мм за год), выпадающие, в основном, в зимне-весенний период. Максимальные температуры воздуха в летний период достигают до +45°C, зимой снижается - до -40°C. Характерны постоянные ветры юго-западного направления, зимой – метели и бураны.

Животный и растительный мир типичный для полупустынь (представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой и т.д., из крупных животных встречаются волки, лисы).

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком и глиной.

Цели и задачи проектируемых работ.

В 2011 году ТОО "НПЦ Туран Гео" выполнил «Проект поисков залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс-Ойл» (протокол №29 ЦКР от 29.11.2012г).

В 2015 году ТОО «Ast Nedra» выполнил «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» (протокол ЦКР РК №58/13 от 17.04.2015г).

В 2016 году ТОО «Саутс-Ойл» составил отчет «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» на площади Северный Кенлык в 2011г» (протокол МД Южказнедра №745 от 18.05.2016г). В результате интерпретации сейсмического материала было уточнено геологическое строение меловых и юрских отложений, построены структурные карты по четырем целевым горизонтам K1ns1ar, J3ak, J2kr, PZ в масштабе 1:50000. На этапе динамической интерпретации использовались пакеты программ «Hampson Russel», «DUG INSIGHT», «GeoGraphix Discovery». Общий объем интерпретационных данных 3Д сейсморазведки – 571.8 км².

В 2017 году ТОО "НПЦ Туран Гео" составлено «Дополнение №1 к проекту оценочных работ на Контрактной территории ТОО «Саутс Ойл» (протокол ЦКР РК №83/8 от 31.03.2017г).

В 2022 году, ТОО «Каспиан Энерджи Ресердж» произвел «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Кенлык» (протокол ГКЗ РК №2409-22-У от 08.02.2022г.), выполнен по результатам бурения 9 скважин. Запасы нефти утверждены: по категории C1 геологические 543 тыс.т, извлекаемые 154 тыс.т, по категории C2 геологические 225 тыс.т, извлекаемые 31,4 тыс.т.

Данный проектный документ выполнен по состоянию изученности на 01.07.2022 года.

В рамках настоящей работы на месторождении Северный Кенлык предлагается выделить один объект разработки.

Большая часть геологических запасов нефти промышленной категории (61.1%) сосредоточена в районе скважины №4. Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 (71:29) свидетельствует о достаточной изученности месторождения, но тем не менее указывает о необходимости доразведки месторождения.

В проекте определяются потенциально возможные последствия плановой, предпроектной и иной деятельности для окружающей среды и здоровья человека, разрабатываются меры по предотвращению неблагоприятных последствий (уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов), оздоровлению окружающей среды с учетом требований экологического законодательства Республики Казахстан. Основанием для составления Проекта «Отчет о возможных воздействиях» является «Проект разработки месторождения «Северный Кенлык».

По состоянию на 01.07.2022 г. пробуренный фонд скважин на месторождении Кенлык Северный составил 8 единиц (1, 4, 5, 6, 7, 9, 30, 33), из них 1 скважина (33) ликвидирована по геологическим причинам, 1 скважина (9) в освоении. На дату составления проекта скважины находятся в консервации.

На месторождении Северный Кенлык добыча нефти будет производиться механизированным способом - винтовым насосам.

Устьевое оборудование

Фактически, на месторождении Северный Кенлык, на дату составления данного отчета (01.07.2022 г.) в 3-х добывающих скважинах (№4, 5, 7) используется фонтанная арматура



«АФК1-65х21» на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), с ручным управлением и условным проходом ствола и боковых отводов 65 мм, рассчитанных на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI), что соответствуют условиям эксплуатации скважин. А также, исходя из этих условий для установки на скважины рекомендуется фонтанная арматура АФК6А-65х21 по ГОСТ 13846-84 или соответствующая ей по классификации АНИ, крестового типа на рабочее давление 21 МПа, с проходным диаметром стволовой части ёлки – 80 мм и проходным диаметром боковых отводов 65 мм с ручным и автоматическим (пневматическим или гидравлическим) способом управления запорными устройствами (задвижками). Ствол фонтанной ёлки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера из-за возможного разрушения эрозией.

Внутрискважинное оборудование

В качестве подземного оборудования для фонтанных скважин с учетом проектных дебитов, на месторождении рекомендуется установить пакер и НКТ диаметром 73 мм.

Выбор типа пакера связан с конструкцией скважины, компоновкой и глубиной спуска подъёмного лифта, а также с условиями его работы (необходимость проведения геофизических исследований и других технологических операций). В этих условиях, наиболее надёжным является трубный, механический, съёмный пакер. Преимущество такого пакера в том, что для его установки не требуется высокое давление по сравнению с гидравлическим, и не требуется разбуривание пакера при необходимости проведения технологических операций, в сравнении со стационарным. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществлять отсоединение (или соединение) колонны подъёмных труб в скважине от пакера. Надпакерное кольцевое пространство, в целях защиты внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной НКТ, заполняется жидкостью (например, на основе CaCl₂), обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером располагается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом, в частности оборудованы штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ) фирмы «KUDU» (Канада).

Для получения запланированных отборов жидкости рекомендуется новые скважины также оборудовать «KUDU», так как эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождении Северный Кенлык и на месторождениях Кенлык, Актау, Есжан итд. Выбранное оборудование должно обеспечить максимальный отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в расчетах технологических показателей.

Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ).

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку скважинной жидкости. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как жидкостей, так и жидкостей с содержанием механических примесей.

Оборудование устья ШВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на шлейфовую линию. Подземное оборудование ШВНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Система сбора должна представлять собой закрытую систему, т.е. вся продукция скважин доведена до центрального пункта сбора. Рекомендации по системе сбора определяются составом продукции скважин и современными техническими возможностями для их реализации.

Технологический процесс добычи нефти на месторождений «Северный Кенлык» распределен на двух участках месторождений, на Западном и Восточном блоке, с системой нефтедобывающих скважин, выкидные линии которых соединены входными манифольдами и промысловыми коллекторами.



При этой системе технология сбора и транспорта нефти будет осуществляться по следующей схеме:

Добываемая продукция месторождения Северный Кенлык со скважин: №№4, 5, 7 поступает на УПСВ-СК – 1 и далее автоцистерной транспортируется до ЦППН м/р. Кенлык, где подключается к манифольду.

Скважинный продукт от добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям и коллекторам поступает на входной манифольд, где предусматривается замер поступающей жидкости по каждому входному коллектору с помощью автоматической групповой замерной установки (АГЗУ) «Спутник» АМ-40-10-400, расположенной на УПСВ месторождения.

Для наиболее эффективного разрушения водонефтяной смеси на еще стадии добычи и защиты водонефтяной смеси от старения используются эффективные деэмульгаторы. Для ввода деэмульгатора предусмотрены две точки дозирования с блоков БР дозировочными насосами (НД-2,5/400), расположенные на отдаленных манифольдах месторождений: МФ-1 северного блока и МФ-2 южного блока, для обеспечения внутритрубной деэмульсации водонефтяной смеси.

После замера поток газонефтеводяной смеси направляется на путевой подогреватель нефти ПП-0,63АЖ (на жидком топливе) по пути с автоматизированной блочной установками реагентов БРД-10 вводится ингибитор коррозии 20-30г на тонну. Далее, жидкость поступает на концевой делитель фаз емкостной (КФДЭ) со сбросом воды для отделения нефти, газа и воды. После наполнения сепарированный газ по газовой линии проходит через емкость конденсатосборник, ГРПШ и далее следует на розжиг печей ПП-0,63АЖ №1, №2 где жидкость подогревается до 70-80°С.

Нефть под давлением скопившегося газа с КФДЭ направляется в резервуар хранения нефти ОН-1 объемом 60м3, где нефть дополнительно отстаивается, затем, по верхним перетокам переливается в резервуар хранения нефти ОН-2 объемом 60м3.

Отстоявшаяся вода с отстойников по трубопроводу отводится в резервуары пластовой воды ОВ-1 и ОВ-2 объемом 100м3 каждый.

Товарная нефть с горизонтальных резервуаров нефтяными насосами через наливные эстакады АСН (автоматический стояк налива нефти) загружается в нефтевозы и транспортируется на ЦППН м/р. Кенлык.

Подтоварная вода по трубопроводам отводится в резервуары пластовой воды ОВ-1 и ОВ-2. Дренаж со всех резервуаров УПСВ предусмотрен в подземную дренажную емкость ДЭ объемом 63м3.

Также, в процессе подготовки воды на линию перекачки пластовой воды с дренажной емкости ДЕ-63м3 в ОВ-100м3 №1 и №2 дополнительно вводится ингибитор коррозии из блока БДР-10 на УПСВ. Далее, очищенная от нефтяной пленки и механических примесей пластовая вода с помощью насосных агрегатов НБ-125 используется для ППД через нагнетательные скважины месторождения Кенлык.

В настоящее время основным потребителем газа на месторождениях являются печи для подогрева нефти ПП-0.63, установленные на УПСВ месторождения.

Учитывая текущее состояние и имеющейся в данное время на промысле установки ПП-0.63, считаем целесообразно использовать попутный газ, как альтернативой топливу подающимся в настоящее время.

На месторождении Северный Кенлык добыча попутного газа осуществляется в малых объемах и весь объем утилизируется использовать на собственные нужды (печи для подогрева нефти ПП-0.63).

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

В целом весь процесс работы занимает 47 суток и этап ликвидации в 3 суток, включая следующие несколько этапов:

Строительно-монтажные работы и подготовительный этап – 7 суток:

- ☐ Снятие ПРС;
- ☐ Обустройство и обваловка буровой площадки;
- ☐ Транспортировка ПГС;
- ☐ Склад цемента;
- ☐ Спецтехника.



Этап бурения - 30 суток :

- ☐ Дизельный генератор 200 кВт;
- ☐ Дизельный генератор CAT 3406;
- ☐ Дизельный генератор VOLVO TAD 1241 GT;
- ☐ Цементировочный агрегат;
- ☐ Резервуар для дизтоплива, ТРК;
- ☐ Емкость для хранения моторного масла;
- ☐ Нагревательная система на буровой;
- ☐ Сварочный пост;
- ☐ Насосы;
- ☐ Резервуар для шлама;
- ☐ Площадка приготовления бурового раствора;
- ☐ Площадка хранения бурового раствора;
- ☐ Спецтехника.

Этап испытания - 7 суток:

- ☐ Факельная установка;
- ☐ Дизельный генератор 100 кВт;
- ☐ Дизельный генератор 200 кВт;
- ☐ Силовой агрегат CAT 3406;
- ☐ Цементировочный агрегат;
- ☐ Резервуар для дизтоплива, ТРК;
- ☐ Ремонтная мастерская;
- ☐ Дренажная емкость;
- ☐ Устье скважины;
- ☐ Сепаратор;
- ☐ Насосы;
- ☐ Сварочный пост;
- ☐ Автотранспорт.

Заключительный этап – 3 суток:

- ☐ Срезка насыпи с площадки;
- ☐ Срезка насыпи со склада ГСМ;
- ☐ Автотранспорт.

В Отчете о возможных воздействиях выполнена исходя из наименее благоприятного с экологической точки зрения варианта строительства (бурения) скважины. Так, продолжительность цикла строительства скважины, количество и состав используемой техники и другие экологически значимые параметры приняты максимально возможными. То есть все расчеты выполнены в сторону завышения предполагаемого техногенного воздействия на окружающую среду.

Источники и виды воздействия на этапе подготовительных и строительно-монтажных работ – 7 суток:

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на подготовительном этапе, являются автотранспорт, погрузочно-разгрузочные работы сырья и материалов, обваловка склада ГСМ:

- Снятие ПРС (6001-001,002,003);
- Обустройство и обваловка буровой площадки (6002-001,002,003);
- Транспортировка ПГС (6003-001,002,003);
- Склад цемента (6004-001,002,003);
- Спецтехника. (6005-001,002,003); – работающий на дизельном топливе.

Всего при выполнении работ на подготовительном этапе определено 5 неорганизованных источников выбросов загрязняющих веществ. Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух на данном этапе работ являются: оксиды азота и углерода, диоксида азота и серы, углерод (сажа), керосин, пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, керосин.

Источники и виды воздействия на этапе бурения – 30 суток



Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на буровой являются генераторные установки и другое оборудование, обеспечивающее буровые работы, в том числе:

- организованные источники:

- Дизельный генератор 200 кВт (0001-001,002,003);
- Дизельный генератор CAT 3406 (0002-001,002,003);
- Дизельный генератор VOLVO TAD 1241 GT (0003-001,002,003);
- Цементировочный агрегат (0004-001,002,003);
- Цементировочный агрегат (0005-001,002,003);
- Резервуар для дизтоплива, ТРК (0006-001,002,003);
- Емкость для хранения моторного масла Цементировочный агрегат (0007-001,002,003);
- Нагревательная система на буровой Цементировочный агрегат (0008-001,002,003).

- неорганизованные источники:

- Сварочный пост (6006-001,002,003);
- Насосы (6007-001,002,003);
- Резервуар для шлама (6008-001,002,003);
- Площадка приготовления бурового раствора (6009-001,002,003);
- Площадка хранения бурового раствора (6010-001,002,003);
- Автотранспорт (6011-001,002,003);

Источниками выбросов загрязняющих веществ являются трубы дизельных генераторов, дыхательные клапаны резервуаров и технологическое оборудование.

Загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферный воздух при работе дизельных генераторов, буровой установки, цементировочного агрегата, являются: оксиды азота и углерода, диоксида азота и серы, углеводороды, альдегиды, сажа, бенз(а)пирен.

При работе неорганизованных источников (скважин, сепараторов, емкостей и т.д.), выброс загрязняющих вещества происходит из неплотностей фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры, предохранительных клапанов. Выделяются углеводороды предельные C1-C5, C6-C10, C12-C19, ксилол, бензол, толуол.

Из емкости хранения дизельного топлива в атмосферу выделяются углеводороды C12-C19 и сероводород.

При разгрузке цемента и других материалов в атмосферу выделяется пыль неорганическая.

От передвижного сварочного поста в атмосферу выделяются оксид углерода, железа и марганца, фториды газообразные и неорганические, пыль неорганическая, диоксид азота.

От площадки приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового раствора, контейнеры бурового шлама выделяются углеводороды предельные C12-C19.

Всего при выполнении работ по бурению скважин определено 13 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 8 являются организованными, 6 – неорганизованными.

Источники и виды воздействия на период испытания скважин 4 суток

В случае испытания скважин 2 суток будут присутствовать следующие источники:

Организованные:

- Факельная установка (0009-001,002,003);
- Дизель-генератор 100 кВт (0010-001,002,003);
- Дизель-генератор 200 кВт (0011-001,002,003);
- Силовой агрегат CAT 3406 (0012-001,002,003);
- Цементировочный агрегат (0013-001,002,003);
- Резервуар для дизтоплива, ТРК (0014-001,002,003);
- Ремонтная мастерская (0015-001,002,003).

Неорганизованные:

- Дренажная емкость (6012-001,002,003);
- Устье скважины (6013-001,002,003);
- Сепаратор (6014-001,002,003);
- Насосы (6015-001,002,003);
- Сварочный пост (6016-001,002,003);
- Автотранспорт (6017-001,002,003).



На период испытания на площадке одной скважины будет 13 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 7 – организованных и 6 – неорганизованных.

Источники и виды воздействия на заключительном этапе 3 суток:

Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на заключительном этапе являются автотранспорт, погрузочные работы сырья и материалов, срезка склада ГСМ:

- Срезка насыпи с площадки (6018-001,002,003);
- Срезка насыпи со склада ГСМ (6019-001,002,003);
- Автотранспорт (6020-001,002,003).

На заключительном этапе на площадке одной скважины будет 3 неорганизованных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Водопотребление и водоотведение.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется использовать привозную воду.

Питьевая вода будет храниться в резервуарах питьевой воды, отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться в соответствии с требованиями санитарно-гигиенических нормативов.

Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Количество работающих при проведении работ составляет 30 человек. Время предназначенное для общих проектируемых работ составляет 47 дней. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу 150 литров на 1 человека в сутки.

1.Строительно-монтажные работы и подготовительный этап – $0,15 \cdot 30 \cdot 7$ дней = 31,5 м³

2.Этап бурения – $0,15 \cdot 30 \cdot 30$ дней = 135 м³

3.Этап испытания скважины – $0,15 \cdot 30 \cdot 7$ дня = 31,5 м³

4.Заключительный этап – $0,15 \cdot 30 \cdot 3$ дня = 13,5 м³

ИТОГО на весь период будет расходовано питьевой воды 211,5 м³.

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

Общий расход технической воды на скважину составит:

1.Строительно-монтажные работы и подготовительный этап: 7 дней * 43 = 301 м³

2.Этап бурения: 30 дней * 72 = 2160 м³

3.Испытание скважины: 7 дней * 20 = 140 м³

4.Заключительный этап: 3 дня * 20 = 60 м³;

ИТОГО: 2661 м³

ИТОГО общий расход технической воды на скважину составляет 2846,35 м³.

Водоотведение. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в септик. По мере его наполнения стоки будут сдаваться подрядной организации по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

1.Строительно-монтажные работы и подготовительный этап – $31,5 \cdot 70\% / 100\% = 22,05$ м³/период

2.Этап бурения – $135 \cdot 70\% / 100\% = 94,5$ м³/год

3.Этап испытания скважины – $31,5 \cdot 70\% / 100\% = 22,05$ м³/год

4.Заключительный этап – $13,5 \cdot 70\% / 100\% = 9,45$ м³/год

Итого стоков: 148,05 м³

Отходы производства и потребления.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся как отходы, образующиеся при основном производстве, так и отходы вспомогательного производства.



К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

В процессе строительства скважины образуются следующие отходы производства и потребления: отработанные масла, промасленная ветошь, отходы бурения, металлолом, огарки электродов сварки, пустая бочкотара, твёрдые бытовые отходы (ТБО).

Твёрдые бытовые отходы собираются в контейнеры, установленные в местах их образования с последующим размещением на полигоны твёрдых бытовых отходов, согласно договора. Всего ТБО на подготовительном этапе – 0,473 т/год

Отработанные масла.

Всего количество отработанного масла составит: при строительстве одной скважины – 0,116 тонн. Отработанные масла собираются в бочках, объемом 0,2 м3 и подлежат передаче специализированной организации для утилизации по договору.

Металлолом. В процессе бурения скважины, а также при демонтаже оборудования будет получено 1,0092 т. металлолома. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Огарки электродов сварки. Количество образуемых огарков электродов 0,00162 т. Подлежит на полигон твёрдых бытовых отходов по договору.

Пустая бочкотара. Твердые, металлические и инертные пластмассовые емкости. Количество бочек 40 шт. вес каждой бочки 25 кг. Объем образования 1,0 тонна. Подлежит повторному использованию, либо захоронению на полигонах ТБО, после пропарки и измельчения передаче специализированным предприятиям для переработки.

Твёрдые бытовые отходы собираются в контейнеры, установленные в местах их образования с последующим размещением на полигоны твёрдых бытовых отходов, согласно договора. Всего ТБО на этапе бурения – 1,18 тонн

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Кодекса:

1) С 1 января 2022 года предусматривается выдача Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по проектированию:

–Составление базовых проектных документов для месторождений углеводородов и анализ разработки месторождений углеводородов;

–Составление технических проектных документов для месторождений углеводородов.

В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации горных производств (углеводородов), необходимо получение в Министерстве энергетики РК.

Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на следующие подвиды деятельности по эксплуатации:

–Сейсморазведочные работы при разведке и добыче углеводородов;

–Геофизические работы при разведке и добыче углеводородов;

–Прострелочно-взрывные работы в скважинах при разведке и добыче углеводородов;

–Бурение скважин на суше, на море и на внутренних водоемах при разведке и добыче углеводородов;

–Подземный ремонт, испытание, освоение, опробование, консервация, ликвидация скважин при разведке и добыче углеводородов;

–Цементация скважин при разведке и добыче углеводородов;

–Повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин при разведке и добыче углеводородов;

–Работы по предотвращению и ликвидации разливов на месторождениях углеводородов на море.

В случае самостоятельного выполнения заявителем работ по эксплуатации магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, необходимо



получение в Министерстве энергетики РК Лицензии на работы и услуги в сфере углеводородов на подвид деятельности «Эксплуатация магистральных трубопроводов».

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.

Порядок выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах утверждается уполномоченным органом в области углеводородов. Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140 утверждены Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах.

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

Также согласно пункту 1 статьи 134 Кодекса «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 «О недрах и недропользовании».

Вместе с тем, согласно пункту 3 статьи 134 Кодекса «О недрах и недропользовании», проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) бурение и (или) испытание скважин, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии соответствующего экологического разрешения.

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 Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

3) Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Кодексу, а также предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также 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 Республики Казахстан.

5) Согласно п.4 статьи 225 Экологического 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 Экологического 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 в дальнейшем 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 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

8) Предусмотреть мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных субъектами, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, для проведения геологоразведочных работ, добычи полезных ископаемых в соответствии со статьей 237 Экологического кодекса РК и требованиями статьи 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», также должно быть обеспечено неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных и необходимо согласовать мероприятия с Комитетом лесного и животного мира МЭПР РК.

9) В представленном отчете о возможных воздействиях предусматривается сжигание сырого газа на факелах. Согласно ст. 146 Кодекса «О недрах и недропользовании» и «Об



утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» №63 от 10 марта 2021 год Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан до начала пробной эксплуатации необходимо получить разрешение на сжигание газа на факелах.

10) Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу РК.

11) Согласно ст. 78 Экологического Кодекса послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) 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.

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 №KZ08VWF00079651 от 02.11.2022 года.

2. «Отчет о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения «Северный Кенлык» ТОО «САУТС-ОЙЛ».

3. Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду от 15.02.2023 года.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный «Отчет о возможных воздействиях» к «Проекту разработки месторождения «Северный Кенлык» ТОО «САУТС-ОЙЛ» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н.Өмірсерікұлы

Исп. Ахметова Г.
Тел. 230207



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

