



060011, QR, Атырау қаласы, Б. Құлманов көшесі, 137 үй
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623
e-mail:atyrauekol@rambler.ru

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом
тел/факс: 8(7122)213035, 212623
e-mail:atyrauekol@rambler.ru

№ _____

20 _____ жыл

АО «Эмбаунайгаз»

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду на отчет о возможных воздействиях к проекту «Проект разработки месторождения Б. Жоламанов»

В соответствии пункту 1.3 раздела 1 приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, добыча углеводородов относится к объектам I категории.

Необходимость разработки отчета о возможных воздействиях определена Заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности KZVWF000 от .0.202 г.

Общие сведения о месторождении

Административно находится на территории Кзылкогинского района Атырауской области. Ближайшим населенным пунктом является поселок Мукур, находящийся на расстоянии 10км. Районный центр Миялы расположен в 150км от месторождения, областной центр г. Атырау – в 230км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром по железной дороге и автотрассе с асфальтовым покрытием Актобе-Атырау. В 25км от месторождения проходит нефтепровод Атырау– Орск, а непосредственно через месторождение проходит железная дорога Атырау – Октябрьск.

Целевое назначение работы.

Недропользователем месторождения является АО «Эмбаунайгаз», имеющее Государственную Лицензию серии МГ №278 (нефть) от 01.12.1995г на право пользования недрами РК и Контракт №211 на проведение разведки и добычи УВ на месторождениях в Атырауской области РК от 13.08.1998г. В соответствии с Дополнением №5 к Контракту №211 от 13.08.1998 года срок действия Контракта продлен до 13.08.2037 года включительно. Площадь горного отвода участка составляет 4,06 км².

Месторождение было открыто по результатам проведения поискового бурения Прикаспийской нефтеразведочной экспедицией в период 1978-1982гг. на основании проекта, утвержденного Министерством геологии КазССР 11.07.1978г. В общей сложности были пробурены 36 поисковых скважин, из которых 20 ед. предусмотренные «Дополнением к проекту разведки...». Первооткрывательницей месторождения стала скважина №2, при опробовании которой в интервале 576-580м (среднеюрский горизонт) был получен фонтанный приток нефти.

2015г. был выполнен «Пересчет запасов...» (Протокол ГКЗ РК №1630-15-У от 9.12.2015г).

Нефти:

- по категории В+С₁ - 8753/3445,5 тыс.т;
- по категории С₂ – 858/90,7 тыс.т;

Растворенного в нефти газа:

- по категории В+С₁ – 198,2/101,6 млн.м³;
- по категории С₂ – 2,4/0,3 млн.м³;



Свободного газа:

- по категории C_1 – 0,3 млн.м³;
- по категории C_2 – 1,4 млн.м³.

На базе пересчитанных запасов месторождения в 2016г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» составлен и утвержден «Уточненный проект разработки...» по состоянию на 01.01.2015г (Протокол Комитета геологии и недропользования РК №27-5-527-И от 15.03.2016г), являющийся действующим проектным документом.

Согласно II рекомендуемому варианту основные положения проекта были следующие: Проектный уровень добычи нефти – 66 тыс.т в 2021г; Проектный уровень добычи жидкости – 452,7 тыс.т (2066г); Ввод из бурения добывающих скважин – 24 ед. в период 2016-2021гг. Максимальный проектный фонд скважин – 138 ед. (2021г); Проектный КИН – 0,403 доли ед.; Рентабельный срок разработки – 51 год (2066г).

Выделение эксплуатационных объектов осталось без изменений:

- I объект – юрские горизонты J-I, J-II, J-III, J-IV (пл.-1,2,3) Юго-Восточного крыла;
- II объект – юрские горизонты J-I, J-II, J-III, J-IV, J-V, J-VI Юго-Западного крыла;
- III объект – триасовые горизонты T-I, T-II, T-III, T-IV, T-V, T-VI, T-VII (пл.-а, б), T-VIII на периферии Юго-Восточного крыла;
- Возвратный объект – неокомский горизонт Ne (пласты а, б) Юго-Восточного крыла.

В 2017г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен авторский надзор за реализацией действующего проекта «Уточненный проект разработки...» 2016г. В рамках отчета были уточнены технологические показатели разработки на период 2017-2018гг.

В 2019г. Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» составлен «Анализ разработки месторождения Б.Жоламанов» (Протокол ЦКРР №15/17 от 7-8 ноября 2019г). К реализации был утвержден II вариант разработки, в рамках отчета были уточнены технологические показатели разработки на период 2019-2021гг.

В 2021г составлен «Анализ разработки месторождения Б.Жоламанов» (Протокол ЦКРР №20/17 от 24-25 ноября 2021г), в рамках которого ведется текущая разработка месторождения. К реализации был утвержден II вариант разработки, в рамках отчета были уточнены технологические показатели разработки на период 2021-2023гг.

На базе пересчитанных запасов месторождения в 2015г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» составлен и утвержден второй «Уточненный проект разработки...» по состоянию на 01.01.2015г (Протокол Комитета геологии и недропользования РК №27-5-527-И от 15.03.2016г), являющийся действующим проектным документом также, как и выполненный в 2021г Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» проект «Анализ разработки...» по состоянию на 01.01.2021 (Протокол заседания ЦКРР МУ РК № 20/17 от 24-25.11.2021г).

На основе новых геолого-промысловых дынных было уточнено геологическое строение месторождения Б. Жоламанов, выявлены новые нефтяные залежи на Юго-западном крыле (Ю-VII), на Юго-восточном крыле разбить горизонт Ю-IV-4 на пласты 1, 2, 3, 4 каждый со своим флюидалным контактом. На периферии Юго-восточного крыла из-за разности флюидалного контакта горизонт T-V был поделен на два пласта (T-V-A и T-V-B). Все вышеперечисленное явилось основной причиной для выполнения нового пересчета запасов.

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Пересчета запасов...» 2022г, составлена настоящая работа «Проект разработки месторождения Б. Жоламанов» по состоянию изученности на 01.01.2023г.

Технологические показатели вариантов разработки.

С целью обоснования КИН рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин (переводом с другого объекта или из бурения), применением новых технологий в целях увеличения степени выработки и степенью воздействия на залежь, в том числе и бурение горизонтальной скважины. В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 3 вариант разработки.



Первый вариант предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки с вводом из бурения оставшихся 20 добывающих скважин согласно АР-2021г, а также мероприятия по дополнительным дострелам, выводам из консервациям и переводам скважин на возвратный объект.

Второй вариант основан на проектных решениях первого варианта с дополнительным вводом из бурения 2 горизонтальных скважин вместо 4 вертикальных. Таким образом, вариант предусматривает дополнительные дострелы, выводы из консервации и переводы скважин на возвратный объект, а также ввод из бурения 2 горизонтальных и 16 вертикальных скважин.

Третий вариант (Рекомендуемый) предусматривает продолжение реализации существующей системы разработки **с вводом из бурения 1-ой горизонтальной скв. №202 и 1-ой вертикальной скв. №220**, а также переводы скважин на возвратный объект и ГТМ по дополнительным дострелам, и выводам из консервации.

Согласно III рекомендуемому варианту основные положения проекта были следующие:

Проектный уровень добычи нефти – 64,4 тыс.т (2032г);

Проектный уровень добычи жидкости – 366,1 тыс.т (2037г);

Ввод из бурения добывающих скважин – 2 ед. в (2024 и 2027гг);

Максимальный проектный фонд скважин – 124 ед.;

Проектный КИН – 0,406 доли ед.;

Рентабельный срок разработки – 32 года (2023-2054гг).

Выделение эксплуатационных объектов строится следующим образом:

- I объект – юрские горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV-1, Ю-IV-2, Ю-IV-3 Юго-восточного крыла;
- II объект – юрские горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI Юго-западного крыла;
- III объект – триасовые горизонты Т-I, Т-II, Т-III, Т-IV, Т-V, Т-VI, Т-VII-a, Т-VII-b, Т-VIII на периферии Юго-восточного крыла;
- I Возвратный объект – неокомские горизонты Ne-a, Ne-b Юго-восточного крыла.
- II Возвратный объект – неокомские горизонты Ne-a, Ne-b Юго-западного крыла.

Конструкция скважин.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, графика совмещенных давлений, опыта бурения предыдущих скважин на месторождении, анализа ожидаемых осложнений, с учетом технологических регламентов, а также материально-технических и экономических ограничений, выявленных по охране недр и окружающей среды.

Для вертикальной скважины №220 глубиной 950м:

1. Направление Ø323,9 мм, спускается на глубину 30 м цементируется до устья.
2. Кондуктор Ø244,5 мм, спускается на глубину около 200 м, это колонна служит для перекрытия возможных водосодержащих отложений и интервалов поглощения, отложений, склонных к осыпям, обвалом и прихватам, создает надежность устья скважины перед вскрытием нефтегазопроявляющих горизонтов, установки противовыбросового оборудования. Точная глубина определяется при бурении и соответствует глубине появления чистой глинистой породы, способной устойчиво держать башмак колонны. Цементируется до устья.
3. Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается до проектной глубины и цементируется до устья.

Продолжительности бурения скважин проектной глубиной 950 м.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	21,28
В том числе, бурение	14,07
крепление	7,21



Испытание	5,2
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	33,48

Конструкция рекомендуемой проектной горизонтальной скважины №202:

- Направление Ø323,9 мм, спускается на глубину 30м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- Кондуктор Ø244,5 мм, спускается на глубину 200м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).
- Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается до 450,00/524,27 м (по вертикали/по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции скважин.
- Хвостовик фильтр Ø144,3 мм спускается на глубину в интервале 400,00/417,24м – 450,06/ 875,94 м (по вертикали/по стволу). Не цементируется.

Продолжительности бурения скважины №202.

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	29,18
В том числе, бурение	19,23
крепление	9,95
Испытание	5,2
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	41,38

Сведение о производственном процессе.

Текущее состояние системы сбора и промысловой подготовки продукции.

В систему сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Б.Жоламанов входят сборный пункт СП-4 и пункт подготовки нефти (ППН) Б. Жоламанов, а также групповые замерные установки.

Описание технологического процесса сбора скважинной продукции на СП-4.

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на автоматические групповые замерные установки марки ГЗУ-1 «СИ-40-14-400», ГЗУ-2 «АМ 40-8-120», ГЗУ-3 «АМ 40-8-120», ГЗУ-4 «ММ 40-14-400», ГЗУ-5 «АМ 40-14-60», ГЗУ-6 Б-40-14-500.

На автоматических групповых замерных установках производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

После замера дебита скважин по жидкости с ГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на сборном пункте нефти в сборные емкости №1, №2 V-50 м³. Уровень жидкости в емкости №1 поддерживается автоматически при помощи уровнемера ПНП-0,99, который отрегулирован на насосы НБ -50 №1, №2.

Емкость №2 является резервной. Емкости соединены между собой перепускной линией.

Со сборной емкости №1 и №2 пластовая жидкость подается на прием насоса НБ-50 №1, №2 (1 – насос «рабочий», 1 насос «резервный») и откачивается через счетчик «KROHNE» Ø 80 мм. Счетчик служит для объемного измерения расхода перекачиваемой жидкости. Пластовая жидкость транспортируется по нефтяному коллектору Ø 159мм в резервуар №3 на ППН Б. Жоламанов для подготовки и получения товарной нефти 1 группы по СТ РК 1347-2005.

Технологический процесс подготовки скважинной продукции на ППН.

Продукция скважин среднеюрского горизонта месторождения Б.Жоламанов по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти от однотрубной лучевой системы поступает на 3 групповые замерные установки типа ГЗУ-1 «СИ-40-14-400», ГЗУ-2 «АМ 40-8-120», ГЗУ-3 «АМ 40-8-120. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости.

С АГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на обустроенном сборном



пункте №4 в буферную емкость №1 V-50м³, откуда через переточный уровень газожидкостная смесь поступает в емкость №2 V-50м³, откуда по мере наполнения откачивается с помощью насосов НБ-50 №1, №2 через узел учета по трубопроводу Ø159мм на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Из АГЗУ №3 газожидкостная смесь также поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Газожидкостная смесь из АГЗУ №1, №2 с нижнего триасового горизонта поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор на I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

В нефтегазосепараторе НГС-I происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся на первой ступени сепарации от нефти попутный газ по газопроводу подается в газосепаратор №1 ГС-1-2,5-600-1. С газосепаратора ГС-1-2,5-600-1 газ направляется в конденсатосборники, откуда используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях ПТ и отопления соц. бытовых объектов.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора НГС-1 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, с температурой 35-40 °С и направляется в отстойник ОБН-3000. С ОБН-3000 потоки нефти разных горизонтов поступают на вторую ступень сепарации НГС-II (КСУ) для полного отделения газа от нефти (дегазация).

Поток нефтяной жидкости поступает в резервуар №3 V=1000м³, откуда по перетоку заполняет резервуар РВС №2 V=1000м³. Далее идет процесс повторной деэмульсации.

Попутно-добываемая вода с ОБН-3000 и с резервуара РВС-1000м³ №3 сбрасывается на резервуар РВС-1000м³ №4, откуда откачивается с помощью КНС №1 (насосы НБ - 125, 9МГР – «1 насос рабочий, 1 – насос резервный») по мере необходимости и в КНС №2 (насосы НБ - 125, 9МГР – «1 насос рабочий, 1 – насос резервный»), насос ГНК-100 (1 насос) через расходомер воды в систему ППД и полигон утилизации попутно добываемой воды.

С резервуара РВС №2 с помощью насосов ЦНС 38/154, ЦНС 60/132, нефтяная эмульсия откачивается через печи ПТ16/150 №1, №2 с подогревом до температуры 55-60°С в РВС №1.

Для обессоливания и обезвоживания нефти добавляется деэмульгатор «Диссолван-V-4795», которая подается на прием технологического насоса при процессе деэмульсации. С товарного резервуара каждые 4 часа производится отбор проб нефти для анализа и контроля подготовки качества продукции.

Подготовленная товарная нефть с товарного РВС №1 с пункта подготовки нефти Б.Жоламанов откачивается насосами ЦНС-180/128 и ЦНС-180/212 через массовый расходомер «KROHNE Optimass S150» Ø150 мм в резервуары РВС №4, №5 V=5000м³ нефтеперекачивающей станции НПС-3, где нефть сдается в систему АО «КазТрансОйл».

Попутно добываемая вода после отстоя с резервуара №1 дренируется на дренажную емкость V-60м³ и откачивается насосом НБ-125 (9МГР) в резервуар №4 V-1000м³, с последующей закачкой в систему ППД и полигон утилизации.

Программа утилизации газа.

На момент составления настоящего отчета действующей является утвержденная МЭ РК «Корректировка «Программы развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на период с 01.01.2022г. по 31.12.2024г.» (далее – Корректировка ПРПСГ), рекомендованная к утверждению Рабочей группой МЭ РК (протокол Согласно Разрешения на сжигание в факелах сырого газа № KZ45VPC00020401 от 27.06.2023, выданного МЭ РК на основании указанной Корректировки ПРПСГ, разрешенный объем технологически неизбежного сжигания газа составляет по месторождению Б.Жоламанов: на период с 01.01.2024г. по 30.06.2024г. – 0,020798 млн. м³, в том числе: V₇ – 0,000924 млн. м³, V₈ – 0,019874 млн. м³, при добыче газа 1,392350 млн.м³.

Согласно указанной Корректировке ПРПСГ, газ, выделившийся на первой ступени сепарации, после осушки в газосепараторе, почти полностью, за исключением технологически необходимого сжигания, используется на собственные нужды в печах подогрева ПТ-16/150 и котлах Buran Boiler CRONUS Ква-233, расположенных на ЦПС Б. Жоламанов.



Технологически неизбежное сжигание в 2024-2033гг. на месторождении планируется при эксплуатации факельной установки, ежегодных плановых остановках технологического оборудования СП и ППН на техническое обслуживание и ремонтные работы.

Источники выбросов при реализации данного проекта по третьему варианту.

При реализации данного проекта *по третьему варианту* предусматривается бурения 2 добывающих скважин.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;

Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, емкость для топлива;
- Источник №6006, сварочный пост;

Источниками воздействия на атмосферный воздух при испытании скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0003, буровая установка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6007, емкость для топлива;
- Источник №6008, насос для перекачки нефти;
- Источник №6009 добывающие скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважин максимально выявлено: 3 стационарных организованных источников загрязнения, 9 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0004 Котел Бойлер Боран CRONUS КВА-233 ЛЖ/ГН;
- Источник №0005 Котел Бойлер Боран CRONUS КВА-620 ЛЖ/ГН;
- Источник №0006 Печь марка: ПТ-16/150М;
- Источник №0007 Печь марка: ПТ-16/150М;
- Источник №0008-0010 Резервуары РВС V-1000м³;
- Источник №0011 АЗС Бензин V-20м³ рукав ТРК;
- Источник №0012 АЗС ДТ-V-26 м³ рукав ТРК;
- Источник №0013 АЗС масло моторное V-1,8 м³;
- Источник №0014 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: SCANI 250кВт;
- Источник №0015 Дизельная электростанция (ДЭС) марка: AKSA APD 200 кВт;
- Источник №0016 Передвижной сварочный агрегат марка: АДД-4004 100кВт;
- Источник №0017 Хим лаборатория;
- Источник №0018 Пункт налива нефти;
- Источник №0019 Факельная установка;
- Источник №6010-6011 Сварочный трансформатор ТДМ-502;
- Источник №6012 Пост газорезки;



- Источник №6013 Сварочный пост ВД 306;
- Источник 6014-6101 Скважины;
- Источник №6102-6141 Дренажная емкость от скважин;
- Источник №6142-6147 ГЗУ;
- Источник №6148-6153 Дренажная емкость от ГЗУ;
- Источник №6154-6155 Нефтегазосепаратор 1-1,6-1600-2 НГС-1-1,6-2000;
- Источник №6156-6163 Насосы для нефти НБ-125 -2 шт., НБ-50 - 3 шт, ЦНС-3 шт;
- Источник №6164 Отстойник ОБН-3000;
- Источник №6165-6171 Дренажная емкость;
- Источник №6172 Узел учета нефти;
- Источник №6173 Конденсатосборник;
- Источник №6174 Газосепараторы ГС;
- Источник №6175 ГРПШ.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 16 стационарных организованных источников загрязнения, 148 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

По расчетным данным проекта на месторождении Б.Жоламанов стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по рекомендуемому III варианту разработки:

при бурении 1 вертикальной добывающей скважины №220 - **4,25386 т/год;**

при бурении горизонтальной скважины №202 - **13,510443 т/год;**

при эксплуатации месторождения в 2024г - **41,564794 т/год;**

при эксплуатации месторождения в 2025г - **41,855769 т/год;**

при эксплуатации месторождения в 2026г - **41,981265 т/год.**

Водоснабжение и водоотведение.

При строительстве скважин хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию.

При эксплуатации месторождения вывоз и утилизация сточных вод осуществляется согласно договору.

При строительстве скважин хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию.

При эксплуатации месторождения вывоз и утилизация сточных вод осуществляется согласно договору.

Баланс водопотребления и водоотведения согласно рекомендуемому III варианту.

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	33,48	20	0,15	3	100,44	3	100,44
Итого:					100,44		100,44
горизонтальная скважина №202							
Хоз-питьевые нужды	41,38	20	0,15	3	124,14	3	124,14
					124,14		124,14

Баланс водопотребления и водоотведения при эксплуатации на 3 года (2024-2026гг) месторождения Б.Жоламанов.

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
2024 год							
Хоз-питьевые нужды	366	40	0,15	6	2196	6	2196
2025 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190	6	2190



2026 год							
Хоз-питьевые нужды	365	40	0,15	6	2190	6	2190
Итого:					6576,0		6576,0

Объем буровых сточных вод при бурении скважин согласно: третьему варианту разработки – 225,298 м³.

Отходы образуются: при приготовлении бурового раствора, в процессе строительства и освоения скважин, при разработке месторождения, при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются: буровой шлам, отработанный буровой раствор, металлолом, коммунальные отходы, промасленная ветошь, огарки сварочных электродов, отработанные аккумуляторы.

Бурение скважин будет осуществляться безамбарным методом.

Количественный и качественный состав отходов при строительстве вертикальных скважин №200.

Наименование отходов	Классификация	3 вариант
		1 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	100,70
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	72,59
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,113
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,0001
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002
Отработанные масла	Не опасные отходы	0,40
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,002
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,21
Всего		174,009

Количественный и качественный состав отходов при строительстве горизонтальной скважины №202

Наименование отходов	Классификация	3 вариант
		1 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	80,151
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	69,348
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,113
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000
Металлолом	Не опасные отходы	0,000
Отработанные масла	Не опасные отходы	0,605
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,002
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,170
Всего		150,388

Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Б.Жоламанов за 2024-2026гг.

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г		
		2024г	2025г	2026г
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,1126	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025	0,000075	0,000025
Металлолом	Не опасные отходы	0,1517	0,1517	0,1517
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,015	0,015	0,015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,256	2,25	2,25
Всего:		2,5353	2,5294	2,5293

Рекультивация земель.

Согласно Земельному Кодексу Республики Казахстан ст. 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;

снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

В период строительства скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважин и демонтажа оборудования исполнитель



должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);

провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;

нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят(с планировкой территории);

очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;

планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов;

нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;

проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

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 KZ83VWF00137762 от 02.02.2024 года.

2. Отчет о возможных воздействиях к проекту «Проект разработки месторождения Б. Жоламанов».

3. Протокол общественных слушаний к отчету о возможных воздействиях к проекту «Проект разработки месторождения Б. Жоламанов».

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный отчет о возможных воздействиях к проекту «Проект разработки месторождения Б.Жоламанов» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



Приложение.

1. Представленный отчет о возможных воздействиях к проекту «Проект разработки месторождения Б. Жоламанов» соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета 23.02.2024г. на интернет ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах уполномоченного органа 05.02.2024 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 23.02.2024 года.

Наименование газеты, в которой было опубликовано объявление о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках, дата выхода номера газеты и его номер:

Газета «Атырау» №5, 01.02.2024г; Газета «Прикаспийская коммуна» №4, 01.02.2024 г. Телеканал «Caspian NEWS» от 31.01.2024 г. №56.

Электронный адрес и номер телефона, по которым общественность могла получить дополнительную информацию о намечаемой деятельности, проведении общественных слушаний, а также запросить копии документов, относящихся к намечаемой деятельности – ТОО «КМГ Инжиниринг», Атырауская область, г. Атырау, мкр. Нурсая, проспект Елорда 10, БИН 180541015056. тел: 8/7122/305-412, E-mail: atyrau@kmge.kz

Электронный адрес и почтовый адрес уполномоченного органа или его структурных подразделений, по которым общественность могла направлять в письменной или электронной форме свои замечания и предложения к проекту отчета о возможных воздействиях – ecoexpertatyrau@mail.ru.

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения: 12.03.2024 года Атырауская область, Кызылкогинский район, с. Муқыр, ул. М. Зулханова, здание 11, в сельском клубе Муқыр.

Все замечания и предложения общественности к проекту отчета о возможных воздействиях, в том числе полученные в ходе общественных слушаний, и выводы, полученные в результате их рассмотрения были сняты.



Руководитель департамента

Бекмухаметов Алибек Муратович

