

Дата подписания заявления: 10.09.2021
Место подписание заявления: г. Уральск
ТОО «Жаикмунай»
Ул. А. Карева 43/1

ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1. Наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты

ТОО «Жаикмунай»

090000 Республика Казахстан, Западно-Казахстанская область, г.Уральск,
ул. С.Карева, 43/1

Бизнес-идентификационный номер (БИН) 970340003085

Генеральный директор: Даркеев Ж.Г.

Телефон: +7 (7112) 933-900, 933-901

Адрес электронной почты: zamir.muradimov@nog.co.uk

2. Общее описание видов намечаемой деятельности и их классификацию согласно приложению 1 к настоящему Кодексу или описание существенных изменений, вносимых в такие виды деятельности согласно пункту 2 статьи 65 настоящего Кодекса.

Согласно Приложению 1 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г.:

2.Недропользование:

п.2.1. добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м³ в сутки в отношении газа.

3. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обосновании выбора места и возможностях выбора других мест

Чинаревское нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) находится в районе Байтерек, Западно-Казахстанской области, Республики Казахстан. Областной центр г.Уральск расположен к юго-западу от Чинаревского месторождения на расстоянии 90 км. Ближайшая селитебная зона – п.Чесноково, расположена на расстоянии около 1,12 км от существующих скважин.

4. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции

В настоящее время месторождение Чинаревское имеет сложившуюся систему внутривнепромыслового сбора и подготовки нефти, газа, конденсата, развитую инфраструктуру (энергообеспечение, автодороги, водоводы, вахтовый поселок, и проч.). На месторождении Чинаревское функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- ✓ добывающие скважины с выкидными линиями;
- ✓ площадка установки подготовки нефти УПН 1/2;
- ✓ установка демеркаптанации нефти (УДН);
- ✓ установка комплекса подготовки газа (УКПГ-1/2);
- ✓ установка комплекса подготовки газа (УКПГ-3);
- ✓ магистральная насосная станция (МНС);
- ✓ магистральный нефтепровод ЧНГКМ – Ростоши (пос. Белес);
- ✓ магистральный газопровод УКПГ - Интергаз Центральная Азия.

Производительность **УПН** по жидкости составляет - 483 тыс.т/год. В том числе: по нефти - 400 тыс.т/год; по пластовой воде - 83 тыс.т/год; по газу - 250 млн.нм³/год.

УКПГ-1/2 размещена вблизи УПН, в эксплуатацию объект введен конце 2010 года. Производственная мощность УКПГ составляет 1540 млрд.нм³/год по сырьевому газу и включает две технологические линии одинаковой производительности. УКПГ-1/2 представляет собой единый технологический комплекс объектов переработки попутного нефтяного газа, содержащего сероводород, и сероводородсодержащего флюида газоконденсатной залежи с получением сухого товарного газа, фракций сжиженных углеводородов, стабильного конденсата и товарной гранулированной серы, их временного хранения, транспортировки и отправки потребителю.

УКПГ состоит из двух отдельно расположенных площадок: непосредственно УКПГ, а также Склада и Станции налива СУГ.

УКПГ-3 представляет собой технологический комплекс переработки сырьевого газоконденсатного флюида и СПБТ-1/2 полученный с УКПГ-1/2 с получением стабильного газового конденсата, сухого товарного газа и фракций сжиженных углеводородов, их временного хранения, транспортировки и отправки потребителю. Количество технологических линий – 1; номинальная производительность технологической линии в рабочем режиме – 284 тыс.нм³/час.

Характеристика газопровода УКПГ - Интергаз Центральная Азия: ввод в эксплуатацию – 2010 год, протяженность – 15,4 км, проектная производительность – 3,5 млрд.м³/год, расчетное давление газопровода составляет 6,2 МПа, максимально допустимое рабочее давление газа, подаваемого в газопровод - 6,0 МПа.

Характеристика магистрального нефтепровода: границы эксплуатации магистрального нефтепровода «ЧНГКМ – Ростоши» Начало ПК0+00 – конец ПК1181+70, общая протяжённость нефтепровода 119 км, внешний диаметр 325 мм, проектная производительность – 500 тыс.т/год.

Характеристика продукции

- **пластовая нефть**

Пластовая нефть *баширского горизонта* недонасыщена газом и имеет давление насыщения 9,19-15,25 МПа, плотность в пластовых условиях – 0,672-0,776 г/см³, динамическая вязкость – 0,362-0,863 мПа*с. По данным стандартной сепарации газосодержание нефти составляет 98,56-258,30 м³/т, объемный коэффициент – 1,223-1,586 д.ед.

Пластовая нефть *бобриковского горизонта* недонасыщена газом и имеет давление насыщения 15,79-22,15 МПа, плотность - 0,703-0,736 г/см³, динамическая вязкость в пластовых условиях – 0,448-0,659 мПа*с. По данным стандартной сепарации газосодержание нефти составляет 140,6-206,30 м³/т, объемный коэффициент – 1,331-1,472 д.ед.

Пластовая нефть *турнейских горизонтов* недонасыщена газом, имеет давление насыщения 17,51-19,26 МПа. Плотность нефти изменяется от 0,536 до 0,749 г/см³. Значение вязкости равно 0,42-0,56 мПа*с, газосодержание – 186,80-582,6 м³/т, объемный коэффициент – 1,458-2,622 д.ед.

- **дегазированная нефть**

Филипповский продуктивный горизонт P1k(fl)

По плотности *нефть СВ участка* относится к типу особо легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,804 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 3,13 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,43 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,33 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (3,37 % масс). Температура плавления парафина – 51 °С, температура застывания нефти – минус 20 °С. Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,77 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – 0,183 % масс., сероводорода – 0,001 % масс. Молекулярный вес в среднем составляет 199 г/моль, кислотное число - 0,05 мг КОН/г. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 48 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 230 °С.

По плотности *нефть Ю участка* относится к типу легкой нефти (0,850 г/см³), кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 2,81 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 1,5 % масс. (парафинистая нефть), асфальтены отсутствуют. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (8,8 % масс). Температура застывания нефти – минус 31 °С. Массовое содержание меркаптановой серы – 0,007 % масс., молекулярный вес – 214 г/моль. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 44 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 194 °С.

Башкирский продуктивный горизонт С2b1

По плотности *дегазированная нефть СВ участка* относится к типу легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,840 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 6,67 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 2,77 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,74 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (6,47 % масс). Температура плавления парафина – 50 °С, температура застывания нефти – минус 21 °С. Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,83 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – 0,03 % масс., сероводорода – 0,02 % масс. Молекулярный вес в среднем составляет 191 г/моль, кислотное число - 0,1 мг КОН/г. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 53 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 281 °С.

По плотности *дегазированная нефть З участка* относится к типу особо легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,787 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 2,41 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,82 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,13 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (3,10 % масс). Температура плавления парафина – 56 °С, температура застывания нефти – минус 7 °С. Нефть малосернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,33 % масс., массовое содержание сероводорода – 0,02 % масс. Молекулярный вес в среднем составляет 144 г/моль, кислотное число - 0,56 мг КОН/г. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 47 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 231 °С.

Бобриковский продуктивный горизонт С1v1(bb)

По плотности *дегазированная нефть СВ участка* относится к типу легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,836 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 6,45 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 2,86 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,69 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (6,21 % масс). Температура плавления парафина – 54 °С, температура застывания нефти – минус 23,4 °С. Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,61 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – 0,004 % масс., сероводород отсутствует. Молекулярный вес в среднем составляет 185 г/моль. Температура начала кипения

дегазированной нефти составляет 44 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 285 °С.

По плотности *дегазированная нефть Ю участка* относится к типу особо легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,822 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 7,24 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 6,63 % масс. (высокопарафинистая нефть), асфальтенов – 0,37 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (6,84 % масс). Температура плавления парафина – 53 °С, температура застывания нефти – минус 17 °С. Нефть малосернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,48 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – 0,014 % масс., сероводород отсутствует. Молекулярный вес в среднем составляет 183 г/моль. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 57 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 293 °С.

Турнейский продуктивный горизонт С1t

По плотности *дегазированная нефть СВ участка* относится к типу особо легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,819 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 4,93 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,51 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,44 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (3,78 % масс). Температура плавления парафина – 52 °С, температура застывания нефти – минус 18 °С. Нефть малосернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,46 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – 0,02 % масс., сероводорода – 0,004 % масс. Молекулярный вес в среднем составляет 179 г/моль, кислотное число - 0,09 мг КОН/г. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 51 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 266 °С.

По плотности *дегазированная нефть З участка* относится к типу особо легкой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,810 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 4,98 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 6,67 % масс. (высокопарафинистая нефть), асфальтенов – 0,21 % масс. По количеству силикагелевых смол нефть малосмолистая (1,4 % масс). Температура плавления парафина – 56 °С, температура застывания нефти – минус 5 °С. Нефть малосернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,44 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – 0,042 % масс., сероводорода – 0,001 % масс. Молекулярный вес в среднем составляет 180 г/моль, кислотное число - 0,04 мг КОН/г. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 56 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 255 °С.

По плотности *дегазированная нефть Ю участка* относится к типу особо легкой, среднее значение плотности при температуре 20 °С – 0,788 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 2,67 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 3,85 % масс. (парафинистая нефть). По количеству силикагелевых смол – малосмолистая (2,99 % масс), асфальтены отсутствуют. Нефть малосернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,12 % масс., содержание меркаптановой серы – 0,02 % масс., сероводород отсутствует. Молекулярный вес составляет 177 г/моль. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 64 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема нефти составляет 230 °С.

• **пластовый газ**

Филипповский продуктивный горизонт P1k(fl)

Параметры пластового газа: давление начала конденсации – 22,70 МПа, коэффициент сверхсжимаемости при пластовых условиях – 0,878, плотность – 382,0 кг/м³, вязкость – 0,052 мПа*с, потенциальное содержание C5+ в пластовом газе – 424,99 г/м³, доля «сухого газа» – 0,8996. Плотность C5+ при стандартных условиях – 101,8 кг/м³.

Турнейский продуктивный горизонт С1t

Давление начала конденсации составляет 40,41 МПа. Коэффициент сверхсжимаемости составил 1,218 д.ед., потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе C5+ – 607,1 г/м³ пластового газа, 681,47 г/м³ сухого газа. Плотность пластового газа составила 0,423 г/см³, плотность компонентов группы C5+ в пластовом газе – 0,770 г/см³, вязкость в пластовых условиях – 0,075 мПа*с.

Франский продуктивный горизонт D3fr

Пластовый флюид представляет собой газоконденсатную систему с давлением начала конденсации 41,48 МПа при пластовой температуре 106 °С. Коэффициент сверхсжимаемости составил 1,552, содержание C5+ – 815,8 г/м³ пластового газа, 928,7 г/м³ сухого газа. Плотность пластового газа при условиях исследования составила 0,480 г/см³, плотность компонентов группы C5+ в пластовом газе – 0,803 г/см³, вязкость при условиях исследования – 0,082 мПа*с.

Муллинский продуктивный горизонт D2gv(ml)

Пластовый газ муллинской залежи D2gv(ml) СВ участка представляет собой недонасыщенную газоконденсатную систему с давлением начала конденсации 31,64 МПа. Средние значения параметров в пластовых условиях составили: плотность – 446,40 кг/м³, динамическая вязкость – 0,080 мПа*с, коэффициент сверхсжимаемости – 1,276 д.ед. Потенциальное содержание компонентов C5+ в – 685,76 г/м³ пластового газа и 773,83 г/м³ сухого газа.

Ардатовский продуктивный горизонт D2gv(ad)

Свойства пластового газа по СВ участку ардатовского горизонта: давление начала конденсации меняется от 36,09 до 50,69 МПа, составляя в среднем 43,39 МПа, потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе в среднем равно 259,95 г/м³ при изменении от 107,92 до 300 г/м³. Коэффициент сверхсжимаемости составил 1,191, коэффициент извлечения конденсата при остаточном давлении 0,1 МПа – 0,52 масс. %.

Свойства пластового газа по Ю участку ардатовского горизонта: давление начала конденсации составляет – 49,50 МПа, коэффициент сверхсжимаемости составил 1,203, потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе равно 719,40 г/м³, плотность при пластовых условиях составила 453,6 кг/м³, плотность C5+ – 814,0 кг/м³, молярная масса C5+ – 173,01 г/моль.

Бийский+афонинский горизонт D2ef(bs)+D2ef(af)

Давление начала конденсации в среднем составляет 35,95 МПа, коэффициент сверхсжимаемости составил 1,211, потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе – 482,83 г/м³, плотность при пластовых условиях составила 372,63 кг/м³, плотность C5+ – 762,0 кг/м³, молярная масса C5+ – 138,42 г/моль.

• **стабильный конденсат**

Филипповский продуктивный горизонт P1k(fl)

Плотность при температуре 20 °С составила 0,7549 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,04 мм²/с. Массовое содержание парафина составляет 1,86 % масс., смол – 1,12 % масс., общей серы – 0,46 % масс., асфальтенов – 0,01 % масс. Сероводорода не обнаружено. Температура застывания низкая, что обусловлено малым содержанием парафинов и составляет минус 55 °С, температура начала кипения – плюс 39 °С, выхода 50 % бензиновых фракций – 145 °С.

Турнейский продуктивный горизонт T-I

По физико-химическим свойствам и составу конденсат легкий, малосмолистый (0,22 % масс.), высокопарафинистый (7,13 % масс). Асфальтены в конденсате отсутствуют. Плотность конденсата при температуре 20 °С составляет 0,755 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,70 мм²/с. Температура плавления парафина составила 49 °С, температура застывания – минус 19 °С. Молекулярный вес составляет 129 г/моль, кислотное число – 0,03 мг КОН/г. Содержание меркаптановой серы в среднем по

горизонту составляет 0,04 % масс., сероводорода – 0,015 % масс. Температура начала кипения конденсата – 42 °С, температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема конденсата составляет 187 °С.

Фаменский продуктивный горизонт D3fm

По физико-химическим свойствам и составу конденсат легкий, малосернистый (0,08 % масс.), высокопарафинистый (6,8 % масс.). Асфальтены и силикагелевые смолы в конденсате отсутствуют. Плотность конденсата при стандартных условиях (20 °С) составляет 0,757 г/см³, кинематическая вязкость 1,54 мм²/с. Температура плавления парафина плюс 47 °С. Температура застывания определена, как ниже минус 18 °С. Молекулярный вес составляет 132 г/моль, кислотное число – 0,02 мг КОН/г. Содержание меркаптановой серы по горизонту составляет 0,05 % масс., сероводорода – 0,004 % масс. Температура начала кипения конденсата в среднем по горизонту составляет 41 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема конденсата составляет 185 °С.

Франский продуктивный горизонт - D3fr

Плотность при температуре 20 °С составила 0,787 г/см³, кинематическая вязкость при 20 °С и 50 °С – 2,38 и 1,49 мм²/с соответственно. Массовое содержание парафина составляет 5,54 % масс., смол – 3,77 % масс., общей серы – 1,34 % масс. Асфальтенов и сероводорода не обнаружено. Температура застывания составляет минус 39 °С, начала кипения – плюс 41 °С. Температура выхода 50% бензиновых фракций – 234 °С.

Муллинский продуктивный горизонт D2gv(ml)

Плотность конденсата в среднем по участку составляет 0,783 г/см³ кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 2,19 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате – 4,50 % масс. (парафинистый), асфальтены – отсутствуют. По количеству силикагелевых смол конденсат малосмолистый (0,4 % масс). Температура плавления парафина – 51 °С, парафин тугоплавкий. Температура застывания низкая и составляет в среднем минус 20 °С. Массовое содержание общей серы в конденсате – 0,02 % (малосернистый), содержание меркаптановой серы – 0,001 % масс., сероводорода – 0,001 % масс. Молекулярный вес – 146 г/моль, кислотное число - 0,03 мг КОН/г. Температура начала кипения конденсата – 48 °С, выхода 50 % об. светлых фракций – 207 °С.

Ардатовский продуктивный горизонт D2gv(ad)

Плотность конденсата при температуре 20 °С составляет 0,740 г/см³, кинематическая вязкость – 1,28 мм²/с. По содержанию общей серы конденсат является сернистым (0,70 % масс.), по содержанию парафиновых углеводородов – высокопарафинистым (6,89 % масс.). Асфальтены в конденсате отсутствуют, содержание смол силикагелевых – 0,02 % масс. Температура плавления парафина – 43 °С, застывания конденсата – минус 6 °С. Содержание меркаптановой серы – 0,0003 % масс., сероводород отсутствует. Температура начала кипения конденсата – 40 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема – 169 °С. Молекулярный вес – 122 г/моль, кислотное число – 0,02 мг КОН/г.

Бийско-афонинские продуктивные горизонты D2ef(bs)+D2ef(af)

Плотность конденсата при температуре 20 °С составляет 0,756 г/см³, кинематическая вязкость – 1,70 мм²/с. По содержанию общей серы конденсат является малосернистым (0,35 % масс.), по содержанию парафиновых углеводородов – парафинистым (5,92 % масс.). Асфальтены в конденсате отсутствуют, а содержание смол силикагелевых – 0,16 % масс. Температура плавления парафина – 49 °С, застывания конденсата – минус 24 °С. Содержание меркаптановой серы – 0,006 % масс., сероводород отсутствует.

Температура начала кипения конденсата – 42 °С. Температура выхода светлых фракций до 50 % от общего объема – 187 °С. Молекулярный вес – 135,0 г/моль, кислотное число – 0,02 мг КОН/г.

5. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности

В рамках «Проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021 г.» были рассмотрены варианты разработки отдельно по нефтяным и газоконденсатным объектам разработки исходя из геолого-физической и газо-гидродинамической характеристик залежей.

Эксплуатационные объекты нефтяных залежей

I нефтяной объект – залежь в филипповском горизонте на Северо-Восточном участке;

II нефтяной объект – залежи в башкирском горизонте на Западном и Северо-Восточном участках месторождения;

III нефтяной объект – залежи турнейских горизонтов (Т-ІБ, Т-ІІ, Т-ІІІ), расположенные на Северо-Восточном, Западном и Южном (Т-ІІ) участках. Выделение турнейского горизонта в единый ЭО (III нефтяной объект) основано на положениях Техсхемы 2008 г., согласно которой промышленная разработка месторождения осуществляется с 2007 года.

IV нефтяной объект – бобриковские нефтяные залежи, на Северо-Восточном, Западном и Южном участках.

Эксплуатационные объекты газоконденсатных залежей

I газоконденсатный объект – турнейская газоконденсатная залежь ТІА на Северо-Восточном участке;

II газоконденсатный объект – турнейская газоконденсатная залежь ТІ на Южном участке;

III газоконденсатный объект – ардатовская газоконденсатная залежь на Северо-Восточном участке.

IV газоконденсатный объект – афонинская и бийская газоконденсатные залежи, совпадающие в плане и образующие единый этаж газоносности.

V газоконденсатный объект – фаменская газоконденсатная залежь на Южном участке.

VI газоконденсатный объект – муллинская залежь на Северо-Восточном и Западном участках.

VII газоконденсатный объект – ардатовская газоконденсатная залежь на Южном участке.

VIII газоконденсатный объект – филипповская залежь на Западном участке.

IX газоконденсатный объект – франская залежь на Западном участке.

Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки проводится по технологическим показателям в целом по месторождению. Для этого все рассмотренные варианты разработки нефтяных объектов были сгруппированы в три основных варианта.

Основные характеристики вариантов разработки *нефтяных объектов* представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные характеристики вариантов разработки нефтяных объектов

Характеристика	Нефтяные объекты эксплуатации и варианты разработки								
	Объект I		Объект II		Объект III			Объект IV	
	1	2	1	2	1	2	3	1	2
Режим разработки залежи	Режим истощения	Режим истощения	Режим истощения	Режим истощения	ППД, закачка воды	ППД, закачка воды	ППД, закачка воды	Режим истощения	Режим истощения
Система воздействия на пласт	Без ППД	Без ППД	Без ППД	Без ППД	Площадная, 5-точечная	Площадная, 5-точечная	Площадная, 5-точечная	Без ППД	Без ППД
Расстояние между скважинами, м	-	750	500	500	1000	1000	700-1000	1000	1000
Плотность сетки, га/скв	-	100	25	25-50	100	100	50-100	100	100
Соотношение скважин,	1/0	2/0	1-2/0	2/0	2/1	2/1	2/1	2/0	3/0

доб./нагн.										
Режим работы добывающих скважин, Рзаб, МПа	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15	12-15
Режим работы нагнетательных скважин, Рнагн, МПа	-	-	-	-	20-25	20-25	20-25	-	-	-
Коэф. использования фонда скв., д.ед.	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Коэф. экспл. добыв. скважин, д.ед.	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Коэф. экспл. нагнет. скважин, д.ед.	-	-	-	-	0,97	0,97	0,97	-	-	-
Компенсация отбора закачкой, %	-	-	-	-	100	100	100	-	-	-

Основные характеристики вариантов разработки *газоконденсатных объектов* представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики вариантов разработки газоконденсатных объектов

Характеристика	Газоконденсатные объекты разработки и варианты разработки																			
	Объект I			Объект II			Объект III			Объект IV			Объект V	Объект VI			Объект VII		Объект VIII	Объект IX
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	1	2	3	1	2	1	1
Режим разработки залежи	режим истощения			режим истощения			режим истощения			режим истощения			режим истощения	режим истощения			режим истощения		режим истощения	режим истощения
Количество скв. добыв./нагнет.	24	28	22/3	4	5	5/1	2	3	3/1	20	27	20/8	1	8	14	8/5	1	2	2	2
Расстояние между скважинами, м	1000			1500			1500			1000 СВУ, 750 ЗУ			-	1500 СВУ, 750 ЗУ	750 СВУ, 750 ЗУ	750		-	500	
Режим работы добывающих скважин, ДР, МПа	до 10			до 30			до 5			до 22			до 15	до 30			до 15		до 10	до 30
Коэф. использования фонда скв., д.ед.	0,95			0,95			0,95			0,95			0,95	0,95			0,95		0,95	0,95
Коэф. экспл. добыв. скв., д.ед.	0,9			0,9			0,9			0,9			0,9	0,9			0,9		0,9	0,9

Анализ технико-экономических показателей показал, что *1 вариант разработки* является наиболее эффективным, рекомендуемым.

6. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения

Периоды разработки месторождения Чинаревское:

Нефтяные объекты:

1 вариант – 2021 - 2100 гг.;

2 вариант – 2021 - 2089 гг.;

3 вариант – 2021 – 2076 гг.

Газоконденсатные объекты:

1 вариант – 2021 - 2126 гг.;

2 вариант – 2021 - 2121 гг.;

3 вариант – 2021 – 2092 гг.

7. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления деятельности, в том числе водных ресурсов, земельных ресурсов, почвы, полезных ископаемых, растительности, сырья, энергии, с указанием их предполагаемых количественных и качественных характеристик

Земельный отвод месторождения Чинаревское – 322,4 км².

Технологическое и энергетическое топливо – товарный топливный газ, дизельное топливо

Электроэнергия – ЛЭП, ГТУ, ГТЭС-26 МВт

Тепло – котельные установки

Источники водоснабжения:

- ✓ привозная вода питьевого качества;
- ✓ для технических целей и хозяйственно-бытовых нужд: вода из водозаборных скважин, в количестве 10 шт. со средним дебитом – 9 м³/час (каждая).

Месторождение Чинаревское является месторождением с развитой инфраструктурой. При реализации данного проекта набор дополнительного персонала не требуется. Обслуживание новых технологических объектов будет осуществлять существующий на месторождении персонал.

8. Описание предполагаемых видов, объемов и качественных характеристик эмиссий в окружающую среду и отходов, которые могут образовываться в результате осуществления намечаемой деятельности

Атмосферный воздух

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам разработки, при этом были рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальными показателями добычи нефти и конденсата.

Ориентировочный максимальный валовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Чинаревское по вариантам составит:

– **по 1 варианту (рекомендуемый) разработки:**

- в 2022 году – 1068,90139 г/с, 3315,262302 т/год;

- в 2029 году – 1069,180254 г/с, 3240,533195 т/год.

– **по 2 варианту разработки:**

- в 2022 году – 1068,90139 г/с, 3315,632859 т/год;

- в 2029 году – 1069,453094 г/с, 3287,073947 т/год.

– **по 3 варианту разработки:**

- в 2023 году – 1068,982296 г/с, 3362,089358 т/год;

- в 2030 году – 1069,404894 г/с, 3320,773286 т/год.

Ориентировочное количество и перечни загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при реализации проектных решений на месторождении Чинаревское, по каждому из вариантов представлены в таблицах 3-5.

Таблица 3 - Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное суммарное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по 1 (рекомендуемому) варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
2022 год							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат		0,02		3	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942
0303	Аммиак	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105
0328	Углерод	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная			0,07		0,045663	1,315356
0333	Сероводород	0,008			2	0,55669652905	1,60170456198
0337	Углерод оксид	5	3		4	605,2520662	1973,86707794
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353
0410	Метан			50		33,33535383	326,173798949
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		78,28	343,605731
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		16,992021	76,789376
0602	Бензол	0,3	0,1		2	0,220013	0,869159
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2			3	0,125248	0,381681
0621	Метилбензол	0,6			3	0,136725	0,540448
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		1	0,000011	0,00000023
0906	Тетрахлорметан	4	0,7		2	0,00147	0,038632
1023	2,2'-Оксидиэтанол		0,2		4	0,561866	12,283254
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)			0,03		1,384566	4,301754
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1			3	0,044444	0,075
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1	0,5		3	0,463335	4,002074
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,35			4	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,003912	0,001699
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0,05		0,150881	0,876933
2049	Красители органические анионные			0,03		0,014577	0,049197
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,210928	3,325417
2752	Уайт-спирит			1		0,014577	0,049197
2754	Алканы C12-19	1			4	2,795154	4,459598
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574

2930	Пыль абразивная			0,04		0,00326	0,03317
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)			0,05		0,058195	1,759835
	В С Е Г О :					1068,90139	3315,262302
2029 год							
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04	3	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения	0,01		0,001	2	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат			0,02	3	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид	0,2		0,04	2	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота	0,4		0,15	2	0,0015	0,03942
0303	Аммиак	0,2		0,04	4	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид	0,4		0,06	3	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид	0,2		0,1	2	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота	0,3		0,1	2	0,000081	0,002105
0328	Углерод	0,15		0,05	3	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид	0,5		0,05	3	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная			0,07		0,045663	1,315356
0333	Сероводород	0,008			2	0,55686352905	1,55686756198
0337	Углерод оксид	5	3		4	605,2520662	1973,86707794
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02		0,005	2	0,000233	0,000308
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2		0,03	2	0,001027	0,001353
0410	Метан			50		33,33535383	326,173798949
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		78,482064	289,457019
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		17,066757	56,761974
0602	Бензол	0,3		0,1	2	0,220989	0,607606
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2			3	0,125555	0,29948
0621	Метилбензол	0,6			3	0,137339	0,376046
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001	1	0,000011	0,00000023
0906	Тетрахлорметан	4		0,7	2	0,00147	0,038632
1023	2,2'-Оксидиэтанол			0,2	4	0,561866	12,283254
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)			0,03		1,384566	4,301754
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1			3	0,044444	0,075
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1		0,5	3	0,463335	4,002074
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05		0,01	2	0,109532	0,001832
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,35			4	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,2		0,06	3	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,003912	0,001699
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0,05		0,150881	0,876933
2049	Красители органические анионные			0,03		0,014577	0,049197
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,210928	3,325417
2752	Уайт-спирит			1		0,014577	0,049197
2754	Алканы C12-19	1			4	2,795154	4,459598
2902	Взвешенные частицы	0,5		0,15	3	0,33056	2,366118
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3		0,1	3	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная			0,04		0,00326	0,03317
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)			0,05		0,058195	1,759835
	В С Е Г О :					1069,180254	3240,533195

Таблица 4 - Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное суммарное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по 2 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
2022 год							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат		0,02		3	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942
0303	Аммиак	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105
0328	Углерод	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная			0,07		0,045663	1,315356
0333	Сероводород	0,008			2	0,55669652905	1,60192656198
0337	Углерод оксид	5	3		4	605,2520662	1973,86707794
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353
0410	Метан			50		33,33535383	326,173798949
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		78,28	343,874234
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		16,992021	76,888685
0602	Бензол	0,3	0,1		2	0,220013	0,870458
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2			3	0,125248	0,382089
0621	Метилбензол	0,6			3	0,136725	0,541264
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		1	0,000011	0,00000023
0906	Тетрахлорметан	4	0,7		2	0,00147	0,038632
1023	2,2'-Оксидиэтанол		0,2		4	0,561866	12,283254
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)			0,03		1,384566	4,301754
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1			3	0,044444	0,075
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1	0,5		3	0,463335	4,002074
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,35			4	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,2	0,06		3	0,000057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,003912	0,001699
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0,05		0,150881	0,876933
2049	Красители органические анионные			0,03		0,014577	0,049197
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,210928	3,325417
2752	Уайт-спирит			1		0,014577	0,049197
2754	Алканы C12-19	1			4	2,795154	4,459598
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная			0,04		0,00326	0,03317
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)			0,05		0,058195	1,759835

ВСЕГО :						1068,90139	3315,632859
2029 год							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат		0,02		3	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942
0303	Аммиак	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105
0328	Углерод	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная			0,07		0,045663	1,315356
0333	Сероводород	0,008			2	0,55702752905	1,58481356198
0337	Углерод оксид	5	3		4	605,2520662	1973,86707794
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353
0410	Метан			50		33,33535383	326,173798949
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		78,679764	323,204359
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		17,139878	69,210741
0602	Бензол	0,3	0,1		2	0,221944	0,770616
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2			3	0,125855	0,35071
0621	Метилбензол	0,6			3	0,137939	0,478505
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		1	0,000011	0,00000023
0906	Тетрахлорметан	4	0,7		2	0,00147	0,038632
1023	2,2'-Оксидиэтанол		0,2		4	0,561866	12,283254
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)			0,03		1,384566	4,301754
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1			3	0,044444	0,075
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1	0,5		3	0,463335	4,002074
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,35			4	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,003912	0,001699
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0,05		0,150881	0,876933
2049	Красители органические анионные			0,03		0,014577	0,049197
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,210928	3,325417
2752	Уайт-спирит			1		0,014577	0,049197
2754	Алканы C12-19	1			4	2,795154	4,459598
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная			0,04		0,00326	0,03317
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)			0,05		0,058195	1,759835
ВСЕГО :						1069,453094	3287,073947

Таблица 5 - Перечень загрязняющих веществ и ориентировочное суммарное количество выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Чинаревское по 3 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
2023 год							
0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат		0,02		3	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942
0303	Аммиак	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105
0328	Углерод	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная			0,07		0,045663	1,315356
0333	Сероводород	0,008			2	0,55674452905	1,62980256198
0337	Углерод оксид	5	3		4	605,2520662	1973,86707794
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353
0410	Метан			50		33,33535383	326,173798949
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		78,338624	377,536615
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		17,013704	89,339027
0602	Бензол	0,3	0,1		2	0,220297	1,033053
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2			3	0,125337	0,433188
0621	Метилбензол	0,6			3	0,136903	0,64347
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		1	0,000011	0,00000023
0906	Тетрахлорметан	4	0,7		2	0,00147	0,038632
1023	2,2'-Оксидиэтанол		0,2		4	0,561866	12,283254
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)			0,03		1,384566	4,301754
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1			3	0,044444	0,075
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1	0,5		3	0,463335	4,002074
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,35			4	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,003912	0,001699
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0,05		0,150881	0,876933
2049	Красители органические анионные			0,03		0,014577	0,049197
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,210928	3,325417
2752	Уайт-спирит			1		0,014577	0,049197
2754	Алканы C12-19	1			4	2,795154	4,459598
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная			0,04		0,00326	0,03317
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)			0,05		0,058195	1,759835
	ВСЕГО:					1068,982296	3362,089358
2030 год							

0123	Железо (II, III) оксиды		0,04		3	0,003326	0,004383
0143	Марганец и его соединения	0,01	0,001		2	0,000286	0,000377
0150	Натрий гидроксид			0,01		0,000039	0,001025
0151	диНатрий станнат гидрат		0,02		3	0,000039	0,001025
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04		2	81,966496184	258,287129153
0302	Азотная кислота	0,4	0,15		2	0,0015	0,03942
0303	Аммиак	0,2	0,04		4	0,000147	0,003863
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06		3	21,429599667	149,640096
0316	Гидрохлорид	0,2	0,1		2	0,000396	0,010408
0322	Серная кислота	0,3	0,1		2	0,000081	0,002105
0328	Углерод	0,15	0,05		3	47,51457932	39,389926794
0330	Сера диоксид	0,5	0,05		3	176,884658825	108,915402039
0331	Сера элементарная			0,07		0,045663	1,315356
0333	Сероводород	0,008			2	0,55699852905	1,60501256198
0337	Углерод оксид	5	3		4	605,2520662	1973,86707794
0342	Фтористые газообразные соединения	0,02	0,005		2	0,000233	0,000308
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,001027	0,001353
0410	Метан			50		33,335353383	326,173798949
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		78,644838	347,59899
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		17,12696	78,266319
0602	Бензол	0,3	0,1		2	0,221776	0,888448
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2			3	0,125802	0,387743
0621	Метилбензол	0,6			3	0,137833	0,552571
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		1	0,000011	0,00000023
0906	Тетрахлорметан	4	0,7		2	0,00147	0,038632
1023	2,2'-Оксидиэтанол		0,2		4	0,561866	12,283254
1034	Пропан-1,2-диол (1007*)			0,03		1,384566	4,301754
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт)	0,1			3	0,044444	0,075
1052	Метанол (Метиловый спирт)	1	0,5		3	0,463335	4,002074
1061	Этанол (Этиловый спирт)	5			4	0,00501	0,131663
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,109532	0,001832
1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,35			4	0,001911	0,050221
1555	Уксусная кислота	0,2	0,06		3	0,00057	0,01498
1716	Смесь природных меркаптанов	0,00005			3	0,003912	0,001699
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)			0,05		0,150881	0,876933
2049	Красители органические анионные			0,03		0,014577	0,049197
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,210928	3,325417
2752	Уайт-спирит			1		0,014577	0,049197
2754	Алканы C12-19	1			4	2,795154	4,459598
2902	Взвешенные частицы	0,5	0,15		3	0,33056	2,366118
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,000436	0,000574
2930	Пыль абразивная			0,04		0,00326	0,03317
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)			0,05		0,058195	1,759835
	В С Е Г О :					1069,404894	3320,773286

Сточные воды

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса, на месторождении Чинаревское образуются следующие сточные воды:

- ✓ хозяйственно-бытовые;

- ✓ производственные;
- ✓ условно-чистые ливневые стоки (ливневые, талые воды);
- ✓ проливы с технологических площадок.

На канализационные очистные сооружения поступают хозяйственно-бытовые сточные воды Вахтового комплекса ТОО «Жаикмунай», а также хозяйственно-бытовые сточные воды с септиков производственных объектов ТОО «Жаикмунай» (УПН, УКПГ, АБК, УДН и др.).

Согласно Заключению KZ71VDC00066111 от 05.12.2017 года от Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Западно – Казахстанской области на «Проект нормативов предельно – допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ с канализационных очистных сооружений Вахтового поселка ТОО «Жаикмунай» на 2018-2022 гг. Корректировка» предельно-допустимый сброс загрязняющих веществ на поля фильтрации составит 65,552 т/год.

В Западно-Казахстанской области отсутствуют специализированные полигоны и места, на которых можно было бы разместить и утилизировать промышленные стоки Чинаревского месторождения. Ближайший полигон находится в соседней Атырауской области, на расстоянии более 700 км от ЧНГКМ. Поэтому, в связи с нецелесообразностью транспортировки образующихся промышленных сточных вод ЧНГКМ, ТОО «Жаикмунай» рассматривает возможные способы их утилизации. В связи с этим, на территории месторождения имеется Полигон захоронения пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ.

Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с промышленными сточными водами и рапой на полигон согласно заключению государственной экологической экспертизы №KZ72VCY00019449 от 02.04.2015 года на «Проект эксплуатации полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков Чинаревского НГКМ» составят 23602,40294 т/год и 3708,2346 т/год соответственно. Согласно перспективе развития предприятия, в будущем на месторождении предполагается увеличение количества стоков дополнительно на 700 м³/сутки.

Для удовлетворения закачки дополнительного объема стоков в ТОО «Жаикмунай» имеется резервный полигон по закачке пластовых, технических вод и стоков, который согласован «Проектом промышленной разработки резервного полигона по закачке пластовых, технических вод и стоков ТОО «Жаикмунай» в Департаменте экологии ЗКО (положительное заключение ГЭЭ №KZ74VCY00070532 от 8 июня 2016 года).

Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с пластовыми, техническими водами, стоками и рапой в резервный полигон составят 66234,275 т/год и 8263,499 т/год соответственно.

Согласно Заключению ГЭЭ №KZ43VCZ00532923 от 19.12.2019 г. на «Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ, отводимых в пруды-испарители УКПГ-1/2 и УКПГ-3 Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения на 2019-2028 гг.» нормативы сбросов загрязняющих веществ в пруды-испарители на 2019-2028 гг. составят 73,961718 т/год.

Таблица 6 - Предельно-допустимый сброс (ПДС) загрязняющих веществ с канализационных очистных сооружений Вахтового поселка ТОО «Жаикмунай» на поля фильтрации на 2018-2022 годы

Нормируемые показатели	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм ³	Сброс	
	м ³ /час	м ³ /год		г/час	т/год
БПК	9,792	85,775	3,74	36,622	0,321
ХПК			78,779	771,404	6,757
Взвешенные вещества			43,867	429,546	3,763
Нефтепродукты			-	-	-
Хлориды			374,5	3667,104	32,123
Сульфаты			239,547	2345,644	20,547
Фосфаты			1,223	11,976	0,105
Аммоний солевой			11,235	110,013	0,964

Железо			0,101	0,989	0,009
Нитриты			3,531	34,576	0,303
Нитраты			7,608	74,498	0,653
СПАВ			0,086	0,842	0,007
Всего:	-	-	-	7483,214	65,552

Таблица 7 - Нормативы предельно-допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ закачиваемых с промышленными сточными водами на полигон

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/л	Норматив ПДС	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 139,0 тыс.м³/год	
рН	4,5-8,5	-	-
Калий	227	11350	31,553
Натрий	55582,03	2779102	7725,902
Кальций	6713,40	335670	933,1626
Магний	2249,60	112480	312,6944
Хлориды	102805	5140250	14289,9
Сульфаты	1936,11	96805,5	269,1193
Гидрокарбонаты	183	9150	25,437
Общее железо	5,32	266	0,73948
Взвешенные вещества	50	2500	6,95
Нефтепродукты	50	2500	6,95
ИТОГО:	-	8490073	23602,40294

Таблица 8 - Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с рапой на полигон

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/л	Норматив ПДС	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 7,0 тыс.м³/год	
рН	4,5-8,5	-	-
Калий	25000,0	1250000	175
Натрий	61000,0	3050000	427
Кальций	11000	550000	77
Магний	101300	5065000	709,1
Хлориды	317700	15885000	2223,9
Сульфаты	7342,8	367140	51,3996
Карбонаты	1781,20	89060	12,4684
Гидрокарбонаты	4514,0	225700	31,598
Общее железо	9,8	490	0,0686
Взвешенные вещества	50	2500	0,35
Нефтепродукты	50	2500	0,35
ИТОГО:		26487390	3708,2346

Таблица 9 - Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с пластовыми, техническими водами и стоками в резервный полигон на 2017-2026 гг.

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/дм ³	Норматив ПДС на 2017-2026 гг.	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 241,5 тыс.м³/год	
Калий	2200	110000	531,3
Натрий	60900	3045000	14707,35
Кальций	28557	1427850	6896,516
Магний	5472	273600	1321,488
Хлориды	174059,5	8702975	42035,369
Сульфаты	2559,94	127997	618,226
Гидрокарбонаты	478,24	23912	115,495
Общее железо	5,32	266	1,285
Взвешенные вещества	15	750	3,623
Нефтепродукты	15	750	3,623
ИТОГО:		13713100	66234,275

Таблица 10 - Нормативы предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ, закачиваемых с рапой в резервный полигон закачки на 2017-2026 гг.

Наименование ЗВ	Допустимая концентрация, мг/л	Норматив ПДС на 2017-2026 гг.	
		г/час	т/год
Расход сточных вод		50,0 м³/час; 14,0 тыс.м³/год	
Калий	25000,0	1250000	350

Натрий	111538,96	5576948	1561,545
Кальций	11000	550000	154
Магний	101300	5065000	1418,2
Хлориды	317700	15885000	4447,8
Сульфаты	17376	868800	243,264
Карбонаты	1781,20	89060	24,937
Гидрокарбонаты	4514,0	225700	63,196
Общее железо	9,8	490	0,137
Взвешенные вещества	15	750	0,21
Нефтепродукты	15	750	0,21
ИТОГО:		29512498	8263,499

Таблица 11 - Нормативы сбросов загрязняющих веществ, отводимых с «условно-чистыми» сточными водами в пруды-испарители УКПГ-1/2 и УКПГ-3 на 2019-2028 гг.

Нормируемые показатели	Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	Сброс		
	м ³ /час	тыс.м ³ /год		г/час	т/год	
Выпуск 1 (карты пруда-испарителя УКПГ-1/2)						
Взвешенные вещества	11	17,56592	43	473	0,755335	
Железо общее			0,3	3,3	0,00527	
Хлориды			318	3498	5,585963	
Сульфаты			347	3817	6,095374	
Азот аммонийный			1,9	20,9	0,033375	
Нитриты			0,065	0,715	0,001142	
Нитраты			6,64	73,04	0,116638	
Фториды			0,45	4,95	0,007905	
Медь			0,26	2,86	0,004567	
Свинец			0,03	0,33	0,000527	
Марганец			0,042	0,462	0,000738	
Никель			0,03	0,33	0,000527	
Кадмий			0,001	0,011	0,000018	
СПАВ			0,08	0,88	0,001405	
Цинк			0,03	0,33	0,000527	
Нефтепродукты			0,0	0,0	0,0	
Фенолы			0,002	0,022	0,000035	
Всего:			-	-	7896,13	12,609346
Выпуск 2 (карты пруда-испарителя УКПГ-3)						
Взвешенные вещества	89,458	67,244249	3,0	268,374	0,201733	
Железо общее			1,0	89,458	0,067244	
Хлориды			350	31310,3	23,535487	
Сульфаты			500	44729	33,622125	
Азот аммонийный			2,0	178,916	0,134488	
Нитриты			3,3	295,2114	0,221906	
Нитраты			45,0	4025,61	3,025991	
Фториды			1,2	107,3496	0,080693	
Медь			1,0	89,458	0,067244	
Свинец			0,03	2,68374	0,002017	
Марганец			0,1	8,9458	0,006724	
Никель			0,1	8,9458	0,006724	
Кадмий			0,001	0,089458	0,000067	
СПАВ			0,5	44,729	0,033622	
Цинк			5,0	447,29	0,336221	
Нефтепродукты			0,05	4,4729	0,003362	
Фенолы			0,1	8,9458	0,006724	
Всего:			-	-	81619,779	61,352372
ИТОГО:						89515,909

Отходы производства и потребления

Согласно заключению ГЭЭ №KZ39VCZ00605939 от 12.06.2020 г. на «Проект нормативов размещения отходов ТОО «Жайкмунай» на 2020-2029 гг.» общая масса ожидаемого образования отходов на предприятии предполагается равной: на 2021 год – 25549,3355 т; на 2022 год – 25567,2445 т; на 2023 год - 25549,3355 т; на 2024 год –

25567,2445 т; на 2025 год – 25549,3355 т; на 2026 год – 25567,2445 т; на 2027 год – 25549,3355 т; на 2028 год – 25567,2445 т; на 2029 год – 25549,3355 т.

В соответствии с Разрешением на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории №KZ39VCZ00605939 от 12.06.2020 г. ТОО «Жаикмунай» может производить размещение отходов производства и потребления в объемах, не превышающих: в 2021 году - 857 т; в 2022 году - 1715 т; в 2023 году - 4287 т; в 2024 году - 3429 т; в 2025 году - 4287 т; в 2026 году - 5144 т; в 2027 году - 2572 т; в 2028 году - 1715 т; в 2029 году - 2572 т.

Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2022, 2023 и 2029 гг. представлены в таблицах 12-14. Общее количество видов отходов – 79. Количество видов образующихся отходов на промплощадках предприятия составляет: ЧНГКМ – 79, нефтеналивной терминал и площадка ПСП – 21.

Отходы, образующиеся в результате деятельности предприятия, временно складываются на территории предприятия и по мере накопления вывозятся по договорам в специализированные и обслуживающие предприятия на переработку или захоронение. При этом организован постоянный контроль за накоплением, хранением отходов и своевременный вывоз на переработку или складирование на предприятии.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

В настоящее время основными подрядчиками ТОО «Жаикмунай» являются ТОО «Trans Ecologi», ТОО «ТуранПромРесурс» и ТОО «Вест Дала», на последующих этапах разработки месторождения Чинаревское подрядчик может быть изменен, он будет определен по результатам последующих тендеров.

Таблица 12 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2022 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25567,2445	1715	13357,7645
в т.ч. отходов производства	25424,6315	1715	13215,1515
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	288,0
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные катализаторы	17,9	-	17,9
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	1715	2000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL-AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evoson Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	3,16	-	3,16
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспечприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 13 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2023 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	4287	16339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	4287	16197,2425
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48	-	7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	4287	1000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (POLY-PLUS DRY)	0,075	-	0,075
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evocon Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспечприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

Таблица 14 – Нормативы размещения отходов производства и потребления ТОО «Жаикмунай» на 2029 год

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего:	25549,3355	2572	14339,8555
в т.ч. отходов производства	25406,7225	2572	14197,2425

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
в т.ч. отходов потребления	142,613	-	142,613
Янтарный уровень опасности			
Буровой шлам	7584,48		7584,48
Бытовые масляные обогреватели	0,34	-	0,34
Керамический фильтрующий материал (керамические шары)	6,0	-	6,0
Конденсат системы закрытого дренажа	288,0	-	-
Кубовые остатки от регенерации абсорбентов	146,7	-	146,7
Медицинские отходы	0,127	-	0,127
Насадка для опоры и закрытия катализатора (керамические шары)	4,0	-	4,0
Нефтешлам	863,754	-	663,754
Отработанная охлаждающая жидкость	13,488	-	13,488
Отработанные абсорбенты	31,28	-	31,28
Отработанные аккумуляторные батареи	0,793	-	0,793
Отработанные аминовые фильтры	1,778	-	1,778
Отработанные газовые фильтры	0,035	-	0,035
Отработанные источники бесперебойного питания	0,333	-	0,333
Отработанные литиевые батареи (аккумуляторы)	0,001	-	0,001
Отработанные люминесцентные лампы	0,675	-	0,675
Отработанные масла	96,755	-	96,755
Отработанные масляные и топливные фильтры	2,28	-	2,28
Отработанные промышленные источники бесперебойного питания	1,867	-	1,867
Отработанные трубы ГФК	2,0	-	2,0
Отработанный буровой раствор	13721,48	2572	3000
Отработанный раствор катализатора (щелочи)	1854,0	-	1854,0
Отработанный фильтр гликоля	0,23	-	0,23
Отходы амина	61,396	-	61,396
Отходы производства серы (загрязненная сера)	1,0	-	1,0
Отходы системы пожаротушения	3,6	-	3,6
Отходы этиленгликоля	14,95	-	14,95
Парафино-смолистые отложения	20,736	-	20,736
Промасленная ветошь	4,711	-	4,711
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	6,0	-	6,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки дегидратации сырьевого газа	138,0	-	138,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	5,0	-	5,0
Тара из-под лакокрасочных материалов	0,466	-	0,466
Тара из-под масел (бочки)	20,0	-	20,0
Тара из-под химических реагентов (канистры)	37,8204	-	37,8204
Тара из-под химических реагентов (мешки)	253,414	-	253,414
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (KLA-GARD)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OIL AID-CI-101)	0,5	-	0,5
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroLube)	0,8	-	0,8
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroStrach)	0,175	-	0,175
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PetroUnitDefoam)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (StarFix)	0,1	-	0,1
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (BlackMagicSFT)	6,0	-	6,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Drilling Detergent, DD-EXPORT)	0,6	-	0,6
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (DrillPlex HDD)	1,7	-	1,7
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (OS CL)	0,4	-	0,4
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства	0,075	-	0,075

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
свойства (POLY-PLUS DRY)			
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (PETRO SQUEEZE)	1,0	-	1,0
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Evosop Эмульсия)	0,46	-	0,46
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link Rtr)	0,68	-	0,68
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (X Link)	0,53	-	0,53
Химические реагенты, потерявшие потребительские свойства (Petro Drilling Detergent)	0,2	-	0,2
Фильтрующий материал аминовых фильтров (полипропиленовое волокно)	2,55	-	2,55
Зеленый уровень опасности			
Древесные отходы	79,965	-	79,965
Использованная спецодежда	1,859	-	1,859
Использованные принтерные картриджи	0,053	-	0,053
Картриджные фильтры для воды	2,71	-	2,71
Лом абразивных материалов	0,04	-	0,04
Металлолом и металлическая стружка	20,143	-	20,143
Огарки сварочных электродов	0,021	-	0,021
Отработанная бытовая техника	2,66	-	2,66
Отработанная геомембрана	16,52	-	16,52
Отработанная оргтехника	2,196	-	2,196
Отработанные баллоны из-под ПГС	0,02	-	0,02
Отработанные воздушные фильтры	2,205	-	2,205
Отработанные газоанализаторы	0,011	-	0,011
Отработанные минифильтры (самоспасатели)	0,08	-	0,08
Отработанные резинотехнические изделия	1,1251	-	1,1251
Отработанные электроспецприборы	0,143	-	0,143
Отработанный активированный уголь	6,43	-	6,43
Отработанный силикагель	0,6	-	0,6
Отходы лаборатории	0,362	-	0,362
Протекторы обсадных колонн	39,82	-	39,82
Строительные отходы	20,0	-	20,0
ТБО	142,613	-	142,613
Фильтрующий материал УСК	5,3	-	5,3

9. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений

- ГУ «Аппарат акима района Байтерек»;
- РГУ «Департамент экологии по Западно-Казахстанской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан;
- РГУ «Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Западно-Казахстанской области»;

10. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта)

Одним из обязательных принципов при разработке оценки воздействия на окружающую среду является принцип альтернативности, то есть оценка последствий разработки Чинаревского месторождения должна производиться по всем вариантам намечаемой деятельности.

В рамках данного проекта, на основании технико-экономических расчетов, были рассмотрены 3 расчётных варианта полномасштабной разработки месторождения Чинаревское, в основе которых лежат различия в технологии добычи нефти и газа.

Формирование альтернативных вариантов основывается на сравнительной технико-эколого-экономической оценке вариантов разработки (таблица 15).

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам разработки, при этом были рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальными показателями добычи нефти и конденсата.

Приведенные в сравнительной таблице данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 3 варианта разработки, что связано с максимальным объемом добычи нефти и конденсата, а также максимальным фондом добывающих скважин.

Также в соответствии с данными сравнительной таблицы, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки (рекомендуемый вариант), что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде и здоровью населения.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что 1 вариант является наиболее эффективным (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты).

Таблица 15 - Техничко-экологические показатели вариантов разработки месторождения Чинаревское

Показатели	1 вариант - рекомендуемый	2 вариант	3 вариант
Проектный период (расчетный) разработки нефтяных залежей, годы	2021-2100	2021-2089	2021-2076
Режим разработки нефтяных залежей	Режим истощения (без ППД) – I, II, IV объекты; ППД, закачка воды – III объект	Режим истощения (без ППД) – I, II, IV объекты; ППД, закачка воды – III объект	ППД, закачка воды – III объект
Максимальный объем добычи нефти, тыс.т	2029 год – 162,9	2029 год – 165,4	2030 год – 204,0
Ввод скважин из бурения (в т.ч. боковых стволов), ед.	11	16	33
Проектный период (расчетный) разработки газоконденсатных залежей, годы	2021-2126	2021-2121	2021-2092
Режим разработки газоконденсатных залежей	Режим истощения (без ППД)	Режим истощения (без ППД)	ППД путем закачки сухого газа
Максимальный объем добычи конденсата, тыс.т	2022 год – 154,8	2022 год – 155,1	2023 год – 191,6
Ввод скважин из бурения (в т.ч. боковых стволов), ед.	15	27	29
Максимальное количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2022 год – 3315,262302 2029 год – 3240,533195	2022 год – 3315,632859 2029 год – 3287,073947	2023 год – 3362,089358 2030 год – 3320,773286

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 1 варианту (рекомендуемый), так и по 2 и 3 вариантам намечаемой деятельности.

11. Характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Чинаревское представлена в таблице 16.

Таблица 16 - Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений на месторождении Чинаревское

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Местный (3)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (24)
Поверхностные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Подземные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:				Средняя (24)

Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Чинаревское составляет 24 балла, т.е. результирующая значимость воздействия соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере.

12. Характеристику возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости

Учитывая размер санитарно-защитной зоны Чинаревского НГКМ (от 1000 до 4603 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в рамках настоящего проекта, трансграничной воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, в пределах которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, а также результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора.

Атмосферный воздух

В связи с тем, что на месторождении Чинаревское, как и на всех месторождениях Западно-Казахстанской области отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы значения фоновых концентраций вредных веществ для города Уральск. В соответствии со справкой о фоновых концентрациях вредных веществ в атмосферном

воздухе РГП «Казгидромет» №25-5-1/210 от 12.02.2020 г. значения фоновых концентраций в городе Уральск составили:

- Диоксид серы – 0,0087 мг/м³;
- Оксид углерода – 2,066 мг/м³;
- Взвешенные вещества (пыль) – 0,0687 мг/м³;
- Диоксид азота – 0,0254 мг/м³.

Для характеристики текущего качества окружающей среды на месторождении Чинаревское были использованы данные производственного экологического контроля, который проводится ежеквартально Компанией.

Санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха показала, что в атмосферном воздухе в районе поселков Чинарево, Белес, Сулуколь, а также на границах санитарно-защитной зоны ЧНГКМ, Нефтеналивной терминал, ПСП, Полигона захоронения пластовых вод и промышленных стоков R-1 и ЦПБО к утилизации максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превысили предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) ни по одному из определяемых ингредиентов.

Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Река Ембулатовка ближайшая к объектам ТОО «Жаикмунай». Расстояния от реки Ембулатовка до объектов ЧНГКМ составляет: УКПГ-1/2 – 2230 м, УКПГ-3 – 1840 м, УПН – 2820 м, ЦПБО – 950 м, ГТЭС-26Вт – 2230 м.

Оценка состояния поверхностных вод в районе расположения месторождения Чинаревское показала, что превышений ПДК загрязняющих веществ в воде р. Ембулатовка, не обнаружено.

Подземные воды

Оценка уровня загрязнения подземных вод на месторождении Чинаревское показала, что содержание загрязняющих веществ в подземных водах не подвергается резкому колебанию относительно первичных результатов анализа воды из наблюдательных и водозаборных скважин, принятых как условно фоновые показатели. В целом, химический состав соответствует фоновому, с учетом природных сезонных изменений. Результаты первичных анализов воды из наблюдательных и водозаборных скважин принимаются за условно фоновые показатели.

Почвенный покров

Почвенный покров представлен темно-каштановыми нормальными среднесуглинистыми, каштановыми, глубоко вскипающими и лугово-каштановыми глубоко вскипающими песчаными почвами. Почвообразующими породами являются суглинки, подстилаемые песками и супесями.

Анализ проведенных исследований проб почвенного покрова на месторождении Чинаревское позволяет сделать вывод, что в целом содержание загрязняющих веществ, определяемых в пробах почв, за исключением меди, не превышают нормативных значений и находятся в пределах допустимой нормы. Следует отметить характерную особенность почв рассматриваемого региона в целом, имеющих повышенное содержание меди.

Радиационное воздействие, оказываемое производственной деятельностью ТОО «Жаикмунай» на объекты окружающей среды территории ЧНГКМ и, потенциально, на жителей близрасположенных населенных пунктов, находится в допустимых пределах, в результате производственной деятельности ТОО «Жаикмунай» радиационно опасные производственные отходы не образуются.

Растительный мир

Растительный мир характеризуется как зона настоящих степей. Коренным типом данной подзоны степей являются разнотравно-ковыльные с доминированием ковыля-волосатика (*Stipa capillata*) и типчака (*Festuca valesiaca*). В составе разнотравья преобладают засухоустойчивые степные виды – подмаренник русский (*Galium ruthenicum*), наголоватка многоцветковая (*Jurinea multiflora*). Проективное покрытие поверхности растительностью составляет 70-80%, урожайность – 6-9 ц/га сухой поедаемой массы. Основные площади степей распаханы (более 70%).

Животный мир

Территория проектируемых работ в основном представлена животными степных видов, такие как малый суслик, обыкновенные полевка, слепушонка, большой и малый тушканчики, обыкновенный хомяк и т.д.

14. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий

Проектом предусматриваются следующие меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на компоненты окружающей среды:

- **атмосферный воздух**
- ✓ проведение мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ ЧНГКМ и в поселках Чесноково, Чинарево, Белес;
- ✓ проведение работ по пылеподавлению на внутрипромысловых дорогах ЧНГКМ с использованием ливневой воды из прудов-испарителей УКПГ;
- ✓ реализация мероприятий по проекту обустройства СЗЗ, уход за лесозащитной полосой на границе СЗЗ нефтеналивного терминала в пос.Белес;
- ✓ использование на резервуарах хранения нефти и конденсата на площадках УПН, УПН-2, Нефтеналивной терминал газоразделительных систем;
- ✓ внедрение системы автоматизированного мониторинга выбросов вредных веществ на источниках (7 источников выбросов ЗВ) и качества атмосферного воздуха на границе жилой и санитарно-защитной зоны (4 станции);
- ✓ утилизация отходящего тепла на УКПГ-3;
- ✓ реализация рабочего проекта «Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение, УКПГ-1/2, Установка регенерации серы. Расширение возможности эксплуатации технологических линий УКПГ-1,2,3 для производства серы»;
- ✓ применение дисков-отражателей на резервуарах нефти ПСП (2 шт.);
- ✓ использование энергии, выработанной ГТЭС-26МВт для нужд буровых подрядных организаций;
- ✓ проведение исследований в области применения методов снижения выбросов загрязняющих веществ на резервуарах на территории установки подготовки нефти (УПН), установка счетчиков (3 счетчика);
- ✓ использование и сервисное обслуживание установки рекуперации паров (УРП) для улавливания паров углеводородов с газоразделительной системой резервуарного парка нефтеналивного терминала.
- ✓ использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- ✓ контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- ✓ строгое соблюдение всех технологических параметров;
- ✓ осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования и др.

- **водные ресурсы**

- ✓ патрулирование прибрежной зоны р.Ембулатовка с целью недопущения мытья автомашин и незаконных сбросов загрязняющих веществ в водоем (еженедельно);
- ✓ мониторинг качественных характеристик поверхностных вод в зоне влияния производственной деятельности компании (ниже по течению р.Ембулатовка) и на границе с РФ (выше по течению р.Ембулатовка);
- ✓ проведение санитарно-экологического месячника на территории прибрежной зоны р.Ембулатовка в границах лицензионной территории.
- ✓ освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- ✓ эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- ✓ необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- ✓ регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- ✓ проведение мониторинга состояния поверхностных и подземных вод и др.

- **недра**

- ✓ очистка сточных вод при эксплуатации объектов (полигона и резервного полигона) захоронения пластовых вод и промышленных стоков Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения ТОО «Жайкмунай»;
- ✓ мониторинг качества пластовых вод и промышленных стоков ЧНГКМ, закачиваемых в горизонт Полигона и Резервного полигона захоронения;
- ✓ мониторинг подземных вод посредством использования сети гидронаблюдательных скважин в соответствии с Программой мониторинга состояния подземных вод ЧНГКМ.
- ✓ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ✓ бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;
- ✓ обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- ✓ ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом и др.

- **почвенный покров**

- ✓ производственный мониторинг за состоянием почвенного покрова;
- ✓ рекультивация земель по окончании строительства на трассах трубопроводов (восстановление плодородия почв нарушенных земель площадью от 10 до 15 га, в

зависимости от протяженности трубопровода, возвращение ландшафта в естественное первоначальное состояние);

- ✓ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ✓ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ✓ инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- ✓ в случаях аварийных ситуаций - проведение механической зачистки почвенных горизонтов, загрязненных нефтью, с последующей их биологической обработкой и др.

• **растительный покров**

- ✓ уход за зелеными насаждениями на территории ЧНГКМ и вспомогательных объектов нефтеналивного Терминала;
- ✓ контроль над передвижением автотранспорта только по установленным дорогам и маршрутам.
- ✓ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ✓ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ✓ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ✓ проведение озеленения производственных участков местными видами растительности и др.

• **животный мир**

- ✓ контроль над передвижением автотранспорта только по установленным дорогам и маршрутам (сохранение репродуктивной способности животных, обитающих на территории ЧНГКМ).
- ✓ разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- ✓ соблюдение норм шумового воздействия;
- ✓ создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- ✓ создание маркировок на объектах и сооружениях;
- ✓ изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями и др.

Предлагаемая система организационно-технических подходов по проведению планируемых работ, включая мероприятия по охране окружающей среды, делает маловероятными значимые экологические нарушения окружающей среды в районе работ, приводящие к необратимым изменениям экосистем.

В социальной сфере ожидается положительный эффект благодаря привлечению местных специалистов, материалов и сферы услуг, обучению местных кадров, передаче технологий, а также отчислениям в бюджет налогов и взносов.

Генеральный директор
ТОО «Жайкмунай»



Даркеев Ж.Г.

Уәкелет Р.Т. [Signature]