Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАМАНДЫБАС (нефть)

(по состоянию изученности на 01.07.2023 г.)

ЗН №19 от 06.03.2023 г. к Дополнительному соглашению №221-222 от 27.01.2023 г.
к Договору №1361-222 от 28.07.2020 г.

ТОМ 2. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Заместитель директора по
производству
Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг»
«КазНИПИмунайгаз» О. Сарбопеев

г. Актау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственный исполнитель: Руководитель службы экологии		Э. Хаманова
Эксперт службы экологии		Г. Дмитриева
Старший инженер службы экологии		М. Джабыкпаева
Старший инженер службы экологии		К. Озернова
Инженер службы информационного обеспечения		А. Еремян

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ **2**
СОДЕРЖАНИЕ **3**
СПИСОК ТАБЛИЦ **7**
СПИСОК РИСУНКОВ **10**
ВВЕДЕНИЕ **11**
1. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ **15**
1.1 Общие сведения о предприятии 15
1.2 Характеристика природно-климатических условий района работ 17
1.3 Сейсмотектоника и сейсмичность 20
1.4 Геоморфология и рельеф 21
1.5 Гидрогеологические и гидроморфологические условия района 23
1.5.1 Поверхностные воды *23*
1.5.2 Подземные воды *23*
1.6 Геологическое строение месторождения 24
1.7 Почвенный покров 26
1.8 Ландшафт 32
1.9 Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия 33
2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ **38**
2.1 Атмосферный воздух 38
2.2 Поверхностные и подземные воды 39
2.3 Почвы 40
2.3.1 Сведения о наличии собственных полигонов, хранилищ *41*
2.4 Биоразнообразие рассматриваемого района 44
2.4.1 Растительность *44*
2.4.2 Состояние растительного покрова месторождения *51*
2.4.3 Животный мир *51*
2.4.4 Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана *61*
2.4.5 Состояние животного мира месторождения *66*
2.5 Радиационная обстановка 67
3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ **69**
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ **70**
4.1 Технологические показатели вариантов разработки 70
4.2 Техника и технология добычи нефти и газа 74
4.3.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин *74*
4.3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов *75*
4.3.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин *77*
4.3.4 Требования к системе сбора, транспортировки продукции скважин и к технологии подготовки нефти *78*
Проектные решения по обустройству системы нефтесбора *78*
Рекомендации по системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин *82*
4.3.5 Требование к разработке программы по переработке (утилизации) газа *83*
4.3.6 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента *84*
4.4 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин 89
4.4.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ *89*

5 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 94

5.1. Обоснование варианта, выбранного инициатором намечаемой деятельности для применения 95

5.2 Социальные и экономические эффекты от реализации проекта 96

5.2.1 Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения 98

5.2.2 Общие технические характеристики намечаемой деятельности 98

5.2.3 Площадь занимаемых земель 98

5.2.4 Сведения об ожидаемой потребности предприятия в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах 98

5.2.1 Электроснабжение 98

5.2.2 Водоснабжение и водоотведение 98

5.2.4.3 Материалы, сырье, ресурсы 99

6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 100

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ 103

7.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение 104

7.2 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения. Обоснование предельных эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу 105

7.2.1 Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу 105

7.2.2 Характеристика возможных залповых выбросов 110

7.2.3 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух 110

7.2.4 Анализ возможного воздействия на атмосферный воздух вариантов разработки месторождения. 120

7.2.5 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов 120

7.2.6 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы 122

7.2.7 Уточнение размера санитарно-защитной зоны (области воздействия) 123

7.4 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух. Внедрение малоотходных и безотходных технологий 124

7.5 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий 128

7.6 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух 131

8. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД 134

8.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности. Требования к качеству используемой воды 135

8.1.1 Водопотребление 135

8.1.2 Водоотведение 143

8.1.3 Система поддержания пластового давления 143

8.2 Обоснование мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения 146

8.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод 149

9. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ 151

10. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ. ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, ПОЧВЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР 152

10.1 Состояние и условия землепользования. Изъятие земель 152

10.2 Краткая характеристика почвенно-растительного покрова и животного мира района 152
10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению 153
10.4. Оценка воздействия намечаемой деятельности на почвенный покров и растительность 157
10.5 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению 160
10.6 Рекультивация нарушенных земель 163
11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ 165
11.1 Текущее состояние управления отходами на предприятии 165
11.2 Обоснование предельного количества образования и накопления отходов 171
11.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду в части образования отходов 184
12. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА 187
12.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра) 187
12.1.1 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра) *188*
12.2 Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра) 190
12.3 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра) 191
12.4 Охрана недр 191
13. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 197
13.1 Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий 197
13.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность 200
14. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ 204
14.1 Социально-экономические условия района работ 204
14.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду 206
14.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях 210
15. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ 212
16. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ (РИСКА) ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ 216
16.1 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций 217
16.1.1 Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды 221
16.1.2 Организация работ при аварии 223
16.1.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий 223
16.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов (ГУ, ЗУ и УПСВ) 225
16.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами 225
16.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве 226
16.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ 227
16.2.4 Анализ возможных аварий в период эксплуатации объектов 227
16.2.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий 230
16.2.6 Разработка плана действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнения земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов). 232

17. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ 235

17.1 Меры по соокращению воздействия на атмосферный воздух 235

17.2 Меры по соокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию 236

17.3 Меры по соокращению воздействия на подземные воды 236

17.4 Меры по соокращению воздействия на геологическую среду и недра 237

17.5 Меры по соокращению воздействия на почвы и грунты 238

17.6. Меры по соокращению воздействия на растительный и животный мир 238

17.7. Меры по восстановлению земельного участка 239

17.8 Мероприятий по управлению отходами 239

17.8.1 Операции по управлению отходами *240*

17.8.2 Рекомендации по управлению отходами *243*

18. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ 246

19. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ 249

20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ 251

20.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха 251

20.2 Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов 252

20.3 Предложения по организации экологического мониторинга почв, растительного и животного мира 253

21. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ 255

22. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАМОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 258

23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА 260

24. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ 262

25. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ 264

26. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ 265

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ 283

1.1 Расчеты выбросов при строительстве скважин 283

1.2 Расчеты выбросов при эксплуатации вновь вводимых источников 298

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ 303

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ 304

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ 309

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГЭЭ НА ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАМАНДЫБАС 311

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ 317

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ 318

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1- Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Карамандыбас 16
Таблица 1.2- Средняя температура (по месяцам)....18
Таблица 1.3- Скорости ветра, м/сек....18
Таблица 1.4- Средняя многолетняя повторяемость направления и скорости ветра по 8 румбам 18
Таблица 1.5- Среднее количество осадков (по месяцам), мм 18
Таблица 1.6- Многолетние средние месячные значения относительной влажности воздуха 19
Таблица1.7-Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу....20
Таблица 2.1- Средние концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ 39
Таблица 2.2- Концентрации загрязняющих веществ (мг/кг) в почве....40
Таблица 2.3 - Список флоры территории....48
Таблица 2.4- Видовой состав птиц Восточного Прикаспия....55
Таблица 4.1- Технико-технологические показатели по рассматриваемым вариантам 71
Таблица 4.2 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период ...72
Таблица 4.3 – Исходные данные для расчёта предельных забойных давлений фонтанирования 75
Таблица 4.4 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин. 75
Таблица 4.5 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов. 79
Таблица 4.6 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов....81
Таблица 4.7 – Намечаемые мероприятия по реализации проекта «Альб-сеноман»...86
Таблица 4.8 – Состав и физико-химических свойств вод, применяемых и рекомендуемых для заводнения. 86
Таблица 4.9 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов. 88
Таблица 4.10 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов. 88
Таблица 4.11 – Рекомендуемая конструкция скважин 90
Таблица 5.1 – Основные показатели буровых работ.....96
Таблица 7.1 - Данные по бурению скважин по вариантам и по годам разработки месторождения Карамандыбас....105
Таблица 7.2 - Данные по вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Карамандыбас....106
Таблица 7.3 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве 1-ой скважины....112
Таблица 7.4 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования (на 1 единицу оборудования)....113
Таблица 7.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант №1....115
Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 2....115
Таблица 7.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 3....117
Таблица 7.8 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 1 118

Таблица 7.9 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 2,3 118
Таблица 7.10 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ 121
Таблица 7.11- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы 121
Таблица 7.12- Оценка воздействия на атмосферный воздух 132
Таблица 8.1 –Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины 137
Таблица 8.2- Водопотребление при строительстве 1 скважины 138
Таблица 8.3- Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №1139
Таблица 8.4 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №2 139
Таблица 8.5 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №3 140
Таблица 8.6 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по варианту №1 141
Таблица 8.7 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №2, №3 141
Таблица 8.8- Динамика закачки морской воды на м/р Карамандыбас по годам 144
Таблица 8.9- Водный баланс системы ППД по рекомендуемому 2 варианту 144
Таблица 8.10 - Физико–химические параметры сточной воды по требованиям СТ РК-1662-2007 145
Таблица 8.8 - Оценка воздействия на поверхностные воды 149
Таблица 8.9 - Оценка воздействия на подземные воды 150
Таблица 9.1 - Оценка воздействия на ландшафты 151
Таблица 10.1 - Оценка воздействия на почвы и растительность 159
Таблица 10.2 - Оценка воздействия на животный мир 163
Таблица 11.1 – Лимиты накопления отходов за 2023 год 167
Таблица 11.2 - Характеристика отходов, образующихся в АО «Озенмунайгаз» и их мест хранения 168
Таблица 11.3 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе разработки месторождения, их классификация и способы утилизации 175
Таблица 11.4- Конструкция скважины 176
Таблица 11.5- Данные для расчета объемов образования отходов бурения 176
Таблица 11.6 – Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 1 на период строительства скважин (по годам) 180
Таблица 11.7 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 2 на период строительства скважин (по годам) 181
Таблица 11.8 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 3 на период строительства скважин (по годам) 182
Таблица 11.9 - Предельные объемы накопления при реализации варианта № 1 на период эксплуатации (по годам) 183
Таблица 11.10 - Предельные объемы накопления при реализации вариантов №2, 3 на период эксплуатации (по годам) 183
Таблица 11.11 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду 185
Таблица 12.1 - Оценка воздействия на недра 190
Таблица 13.1- Уровни шума от различных видов техники и оборудования 197
Таблица 13.2 - Оценка возможного физического воздействия 203
Таблица 14.1- Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия 206
Таблица 14.2- Градации воздействия на социально-экономическую среду 207

Таблица 14.3 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу 208
Таблица 14.4-Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду 208
Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия 212
Таблица 15.2-Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия 213
Таблица 15.3-Шкала величины интенсивности воздействия 213
Таблица 15.4- Значимость воздействия 213
Таблица 15.5- Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия 214
Таблица 16.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий» 217
Таблица 16.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций 218
Таблица 16.3- Матрица оценки уровня экологического риска 229
Таблица 16.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска 230
Таблица 17.1 -План мероприятий по реализации программы управления отходами 245
Таблица 19.1- Характеристика обратимости воздействия 249
Таблица 19.2- Градации значимости воздействий 249
Таблица 19.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия 250
Таблица 26.1-Координаты геологического отвода: 266
Таблица 26.2- Технико-технологические показатели по рассматриваемым вариантам 268

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1- Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Карамандыбас в Мангистауской области 16
Рисунок 1.2– Климатическая карта....19
Рисунок 1.3– Карта суммарной радиации....20
Рисунок 1.4. – Карта сейсморайонирования. Масштаб 1:7 500 000. 21
Рисунок 1.5. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау. 22
Рисунок 1.6- Почвенная карта 27
Рисунок 1.7- Ландшафты 33
Рисунок 1.8-. Карта особо охраняемых природных территорий....35
Рисунок 1.9- Карта расположения памятников истории и культуры 37
Рисунок 2.1- Белоземельнополынные сообщества(Artemisiaterra-albae, Anabasissalsa)....46
Рисунок 2.2-Мортуково-биюргуновые сообщества (Anabasissalsa, Eremopyrumorientale, Lepidiumperfoliatum)....46
Рисунок 2.3 - Разреженные тасбиюргуново-биюргуновые группировки(Anabasis salsa, A.brachiata, Nanophyton erinaceum)....47
Рисунок 2.4 -Типичные представители растительности средних пустынь 47
Рисунок 2.5- Среднеазиатская черепаха 52
Рисунок 2.6- Серый геккон....53
Рисунок 2.7 -Стрела-змея....54
Рисунок 2.8- Усатая ночница 56
Рисунок 2.9- Пегий путорак....57
Рисунок 2.10- Корсак 58
Рисунок 2.11- Перевязка....59
Рисунок 2.12- Емуранчик....60
Рисунок 2.13- Заяц-толай 61
Рисунок 2.14- Представители животного мира Мангистауской области....62
Рисунок 2.15- Розовый пеликан....64
Рисунок 2.16 Лебедь-кликун....64
Рисунок 2.17- Степной орел....65
Рисунок 26.1-Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Карамандыбас в Мангистауской области 266

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Карамандыбас (нефть)» разработан на основании договора №1361-222 от 28.07.2020 г. и дополнительного соглашения №1274-222 от 28.09.2023 г. (заказ-наряд №58 от 29.09.2023 г.) между АО «Озенмунайгаз» и филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз» в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахста от 15 июня 2018 года, № 239 и «Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Приложение к приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018 года № 329.

Намечаемая деятельность – разработка месторождения Карамандыбас.

Совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Карамандыбас по состоянию изученности на 01.07.2023 г.

Классификация согласно приложению 1 Кодекса - Раздел 1. 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. м^3 в сутки в отношении газа.

Инициатор намечаемой деятельности: АО «Озенмунайгаз». Адрес: Мангистауская область, г. Жанаозен ул. К. Сатпаева 3, тел.: 8 (72934) 65334.

Правом на недропользование месторождением Карамандыбас владеет Акционерное общество «Озенмунайгаз», которое ведет разработку месторождений Узень и Карамандыбас.

Цель составления проекта разработки - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Карамандыбас. В связи с этим были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

Основная цель проведения экологической оценки – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Карамандыбас с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Проект разработки месторождения Карамандыбас является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки. Данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании. На все запроектированные объекты при строительстве и эксплуатации будут в дальнейшем разработаны отдельные рабочие проекты, а на строительство скважин индивидуальные / групповые технические проекты и разделы ООС к ним.

Согласно п. 6 ст. 67 ЭК РК оценка воздействия на окружающую среду включает послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, который проводится, если необходимость его проведения определена в соответствии с ЭК РК.

Все выше перечисленное указывает, что на данном этапе в проведении послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках Проекта разработки месторождения Карамандыбас не

представляется возможным.

Отчет включает изучение современного состояния природной среды и социально-экономических особенностей района расположения месторождения; выяснение вопроса о наличии особо охраняемых территорий и объектов; прогноз количественных и качественных изменений, которые могут иметь место в воздушной среде, в почвенном и растительном покровах, животном мире и социальной среде в результате реализации намечаемой деятельности.

В проекте разработки приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях. Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки. Анализ в работе выполнен за период 2018-01.07.2023 гг.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **3 варианта разработки**.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **второй вариант разработки месторождения**.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант.

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. В данном случае проектным документом на разработку является «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас (нефть)» 2014 года. В варианте предусмотрено бурение с 2023 по 2025 годы в общем 44 скважины, для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии ГРП во всех новых скважинах и в скважинах переходящего фонда на низкопродуктивных горизонтах, а также выполнение ГТМ и проведение мероприятия потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на нагнетательном фонде. С учетом текущего состояния разработки предусмотрен перевод на вышележащий и нижележащий горизонт 195 скважин с 2023 по 2065 гг., перевод под нагнетание 10 скважин с 2023 пр 2029 гг., углубление 60 скважин с 2023 по 2046 гг. и ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., ввод из бездействия 48 скважин, зарезка бокового ствола на 7 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). Дополнительно к варианту 1 предусматривает совершенствование системы разработки за счет бурения новых скважин на основных объектах эксплуатации, применение технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), радиального вскрытия пласта. Всего на месторождении предлагается к бурению 340 скважин, из них 269 добывающих и 71

нагнетательная скважина, начиная с 2023 г. по 2036 г. Перевод на вышележащий и нижележащий объект разработки – 427 скважин (312 добывающих и 115 нагнетательных); перевод под нагнетание – 10 скважин; углубление - 64 скважин (49 добывающих и 15 нагнетательных); ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., радиальное вскрытие пласта на 5 скважинах, применение установок ОРД в количестве 17 единиц и ОРЗ в количестве 11 единиц, а также гидроразрыв пласта и потокоотклоняющие технологии.

Вариант 3 – аналогичен варианту 2, дополнительно предусматривается применение технологии полимерного заводнения на участке XIV горизонта (начиная с 2029 г.). Для увеличения доли дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин на XIII ВК+ЗК объекте предусмотрено бурение 2 горизонтальных скважин вместо двух вертикальных, а также бурение 3 горизонтальных скважин на XXV ЗК объекте вместо 6 мероприятий по углублению и бурения 3-х вертикальных скважин. Также предусмотрена эксплуатация горизонтальных скважин с УЭЦН и проведение колтьюбинга на горизонтальных скважинах.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ на месторождении необходимо произвести оценку негативного влияния на все компоненты природной среды, разработать мероприятия по достижению минимального ущерба, наносимого окружающей среде, наметить комплекс мер, обеспечивающих экологический контроль за состоянием природной среды, произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и разработать способы их ликвидации.

На стадии проведения оценки воздействия определяются потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий в жизни общества и окружающей среды.

Отчет о воздействии на окружающую среду разрабатывается на основании рекомендуемого варианта разработки месторождения Карамандыбас, с использованием имеющихся фондовых и специализированных научных материалов, отчетов о производственном мониторинге и ранее разработанных проектов.

Представленный «Отчет о возможных воздействиях» обобщает результаты предварительного ознакомления с исходными данными о намечаемой деятельности и районе ее реализации, а также с информацией о состоянии окружающей природной и социальной среды района расположения месторождения Карамандыбас.

В «Отчете о возможных воздействиях» определен характер намечаемой деятельности, рассмотрены альтернативы ее реализации, определены наиболее вероятные воздействия на компоненты окружающей природной и социальной среды.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

– Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;

– Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;

– Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения

внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля;

– Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов Республики Казахстан. Разработчиком является филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», имеющий государственную лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды (№02354Р от 15.12.2021 г.).

1. ОПИСАНИЕ МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 Общие сведения о предприятии

Месторождение Карамандыбас расположено на территории Южного Мангышлака и административно входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан. Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Карамандыбас в Мангистауской области представлена на рисунке 1.1.

Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен, поселок Жетыбай и областной центр – город Актау, находящиеся, соответственно, на расстоянии 31, 70 и 152 км от месторождения.

Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. В порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жанаозен-Актау.

В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау.

Ближайший поверхностный водный объект – Каспийское море находится на расстоянии 60 км от месторождения Карамандыбас.

Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, курортные зоны и зоны отдыха, земли гослесфонда в границах месторождения и его санитарно-защитной зоны отсутствуют.

Рельеф территории имеет сложное строение за счёт сильной расчленённости. Центральную часть занимает обширное плато, сложенное преимущественно известняками сарматского возраста и имеющее региональный наклон в юго-западном направлении. Максимальные абсолютные отметки на севере достигают 260 м, а в южной части понижаются до 200 м.

Другим важным элементом рельефа являются две бессточные впадины Узень и Тунгракшин, часто почти с отвесными обрывами. Дно впадины Узень изрезано глубокими оврагами с широко развитыми рыхлыми наносами – «пухляками» и более плотными песчаными образованиями. Минимальная абсолютная отметка её дна составляет 31 м. Впадина Тунгракшин расположена значительно выше, и абсолютная отметка дна этой впадины достигает 137 м.

Водотоки, даже пересыхающие, на территории месторождения отсутствуют. В некоторых низинах после дождя или снеготаяния вода сохраняется на непродолжительное время. На территории месторождения на дне некоторых больших котловин имеются проходимые и непроходимые солончаки.

Месторождение Карамандыбас открыто 6 июня 1964 года, когда в скважине №1 при опробовании пластов XXIII продуктивного горизонта получен приток нефти.

Месторождение Карамандыбас введено в промышленную разработку в 1973 году. Недропользователем месторождения является АО «Озенмунайгаз» на основании лицензии серии МГ №255 от 5 сентября 1995 года (нефть). Разведка и добыча на месторождении ведется согласно Контракту №40 от 31 мая 1996 года, и Дополнения к нему. В 1997 году право на добычу свободного газа XVI-XX горизонтов Восточного купола передано ТОО «Казахский перерабатывающий завод» («КазГПЗ»). А с 2016 года – передано в ведение АО «Озенмунагаз».

В настоящее время АО «Озенмунайгаз» осуществляет эксплуатацию залежей нефти

и свободного газа юрских продуктивных горизонтов XIII-XXV.

По состоянию на 01.07.2023 года всего пробурено 775 скважин, из них поисково-разведочных 26 скважин, в том числе ликвидированных по геологическим причинам – 12, по техническим причинам - 4.

Рисунок 1.1- Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Карамандыбас в Мангистауской области

Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Карамандыбас.

Таблица 1.1- Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Карамандыбас

Угловые точки	Географические координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	43°29′55″ СШ	52°35′40″ВД
2	43°30′25″ СШ	52°36′10″ВД
3	43°29′55″ СШ	52°37′40″ ВД
4	43°30′00″ СШ	52°39′00″ ВД
5	43°29′50″ СШ	52°40′05″ ВД
6	43°29′35″ СШ	52°41′10″ ВД
7	43°29″00″ СШ	52°40′25″ ВД
8	43°28′45″ СШ	52°38′15″ ВД
9	43°28′50″ СШ	52°37′25″ ВД

10	43°29′20″ СШ	52°36′25″ ВД

1.2 Характеристика природно-климатических условий района работ

Мангистауская область расположена на юго-западе Республики Казахстан в пустынной зоне и включает полуостров Мангышлак, плато Устюрт, полуостров Бузачи, соры Мертвый Култук и Кайдак. Площадь территории региона составляет 165,6 тыс. км^2.

Область характеризуется резко-континентальным сухим пустынным климатом, формирующимся в большей степени под преобладающим влиянием иранских и туранских арктических масс. Относительно большая протяженность области по долготе существенно сказывается на температурном режиме, особенно в зимнее время.

Значительное влияние на температурный режим области оказывает Каспийское море и западный отрог сибирского максимума, климатическая ось которого проходит через центр Казахстана в западном направлении.

Рельеф местности спокойный, равнинный.

Месторождение Кармандыбас расположено в Мангистауской области, севернее города Жанаозен. Особенность рельефа состоит в наличии бессточных впадин (Асар, Корганой, Карамандыбас, Тугракшин и других), разных по площади и глубине, с крутыми, часто обрывистыми склонами. Самая крупная из них впадина Карамандыбас имеет длину 30 км и глубину 100-120 м.

Регион относится к полупустынной зоне с серо-бурыми почвами, в комплексе с которыми большое распространение имеют солончаки корково-пухлые и солончаки приморские.

Формирование растительного покрова, характерно для условий пустынь. Господствуют белоземельнополынные и биюргуновые сообщества. В понижениях рельефа местности встречаются сарсазаново-поташниковые травяные пятна. Многие участки, полностью лишены растительности в результате нефтеэксплуатационной деятельности.

Регион в хозяйственном отношении представляет собой малопродуктивные пустынные пастбища.

Поверхностные источники воды отсутствуют. Грунтовые воды залегают на глубинах 50 и более метров.

Климат района резко-континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45^{0}С. Зима малоснежная с сильным ветром, нередко буранами. Среднегодовая скорость ветра 5,2 м/сек. В наиболее холодные зимы морозы достигают –30^{0}С. Близость Каспийского моря на климат влияния не оказывает.

Зима (декабрь-февраль) умеренно холодная, с неустойчивой преимущественно пасмурной погодой. Морозы начинаются с середины декабря. В самый холодный месяц (январь) температура воздуха днем от –4^{0}С до –6^{0}С; ночью от –7^{0}С до –15^{0}С (редко –300С).

Днем нередко бывает оттепели с температурой воздуха плюс 11^{0}С. Осадки выпадают в виде снега. Толщина снежного покрова обычно не превышает 5 см, однако бывали случаи выпадения снега до 25 см., глубина промерзания грунта 80 см. Число дней с туманами до 6 в месяц.

Лето (май-сентябрь) – сухое, жаркое. Температура воздуха днем плюс 22^{0}С – плюс 37^{0}С (редко +43^{0}С), ночью +15^{0}С - +20^{0}С.

Осадки выпадают изредка, в мае-июне. С июля по сентябрь стоит засушливая погода. Относительная влажность воздуха 56-85%.

Температура воздуха

Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 30^0С. Абсолютный максимум - +45^0С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20^0С, с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 25^0С, наступает в июне и продолжается до конца августа.

Таблица 1.2- Средняя температура (по месяцам)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Жанаозен	-5	0,7	6,2	9,0	18,9	27,2	28,6	23,7	19,6	13,1	3,7	0,0

С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет 7-10^0С. Лето на большей части полуострова жаркое и продолжительное. Таких больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже 28,6 ^{0}С.

Ветер

В период октября-апреля преобладающими являются восточные и юго-восточные направления ветра (до 50%), что обусловлено не только барическими, но и местными термическими условиями, связанными с усилением переноса более холодных воздушных масс из пустыни в сторону моря.

Таблица 1.3- Скорости ветра, м/сек

Станция	Максимальная											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Жанаозен	16	21	22	21	19	17	19	16	18	18	23	20
Станция	Средняя											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Жанаозен	4,6	6,4	5,8	4,7	5,3	4,9	5,2	4,4	4,7	5,1	6,2	5,5

В зимний и весенний периоды средние значения скорости ветра превышают – 6 м/сек, в летний и осенний – снижаются до 4,4 м/сек. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/сек составляет 22 дня, со скоростью 8-15 м/сек – 189 дней. Максимальная скорость 34 м/сек была зарегистрирована в феврале 2001 году. Число случаев со штилем составляет 5%.

Таблица 1.4- Средняя многолетняя повторяемость направления и скорости ветра по 8 румбам

Повторяемость направлений (%) и скорость ветра (м/сек) по 8 румбам							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
3	21	38	12	1	4	9	12

Атмосферные осадки

Регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Наибольшее количество осадков наблюдается в ноябре, наименьшее – в июле. Распределение среднемесячных осадков представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5- Среднее количество осадков (по месяцам), мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Жанаозен	20,2	2,9	2,9	2,5	0,6	0,0	0,0	0,3	9,7	0,00	17,5	4,6

Среднее годовое количество осадков 61,2 миллиметров.

Снежный покров

Рассматриваемый район месторождения относится к зоне с неустойчивым снежным

покровом. Его высота обычно не превышает 5 см. Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа.

Среднее число дней со снежным покровом в районе станции Аккудук 34 дня.

Влажность воздуха

Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе месторождения составляет 60%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре-январе, а минимальная - в июне-июле.

Таблица 1.6- Многолетние средние месячные значения относительной влажности воздуха

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Жанаозен	85	80	77	51	48	25	28	46	44	42	73	84

Солнечная радиация. Незначительное развитие облачности обуславливает большой приток солнечной радиации.

Согласно рисунку 1.3 суммарная солнечная радиация для района расположения месторождения составляет 120-130 ккалл/см^2 в год.

На большей части территории Мангистауской области радиационный баланс является положительным в течение 10 месяцев, на побережье Каспийского моря – 11 месяцев.

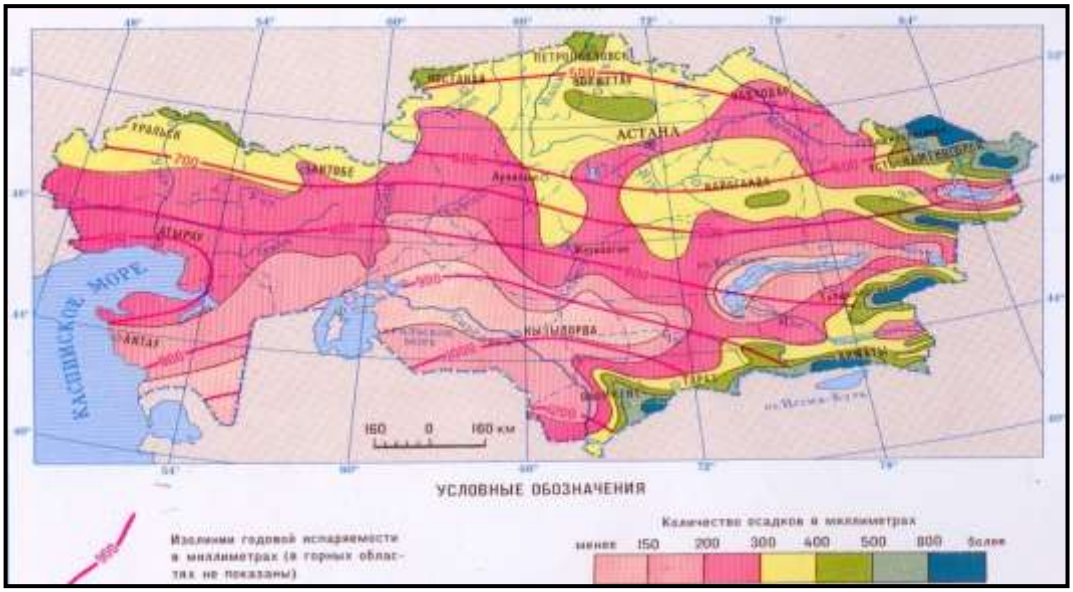


Рисунок 1.2– Климатическая карта

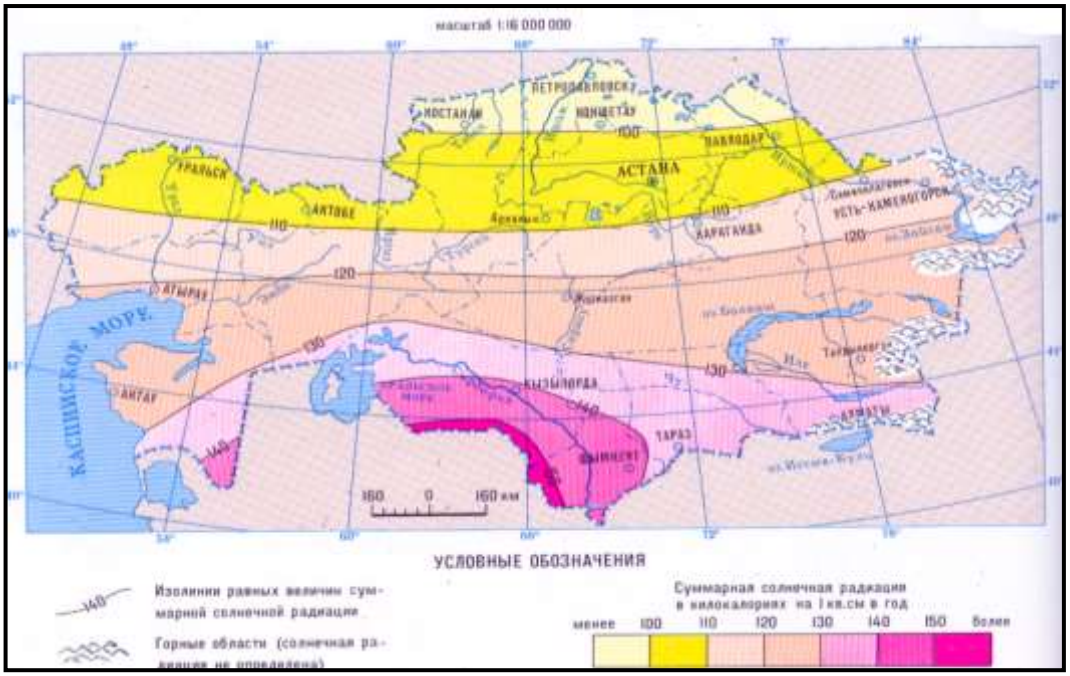


Рисунок 1.3– Карта суммарной радиации

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу, представлены в таблице 1.7.

Таблица1.7-Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	41.4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-10.10
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12.0
СВ	13.0
В	29.0
ЮВ	20.0
Ю	5.0
ЮЗ	4.0
З	9.0
СЗ	7.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9

1.3 Сейсмотектоника и сейсмичность

Площадь изысканий расположена в пределах Прикаспийского сейсмоопасного региона и соседствует с Центрально-Мангистауской сейсмогенерирующей зоной с ММАХ≤6,5 (рис. 1.4), что, безусловно, накладывается свой отпечаток на общую сейсмическую обстановку в районе баллов по шкале MSK-64. Сейсмичность приграничных участков равна 7 баллов.

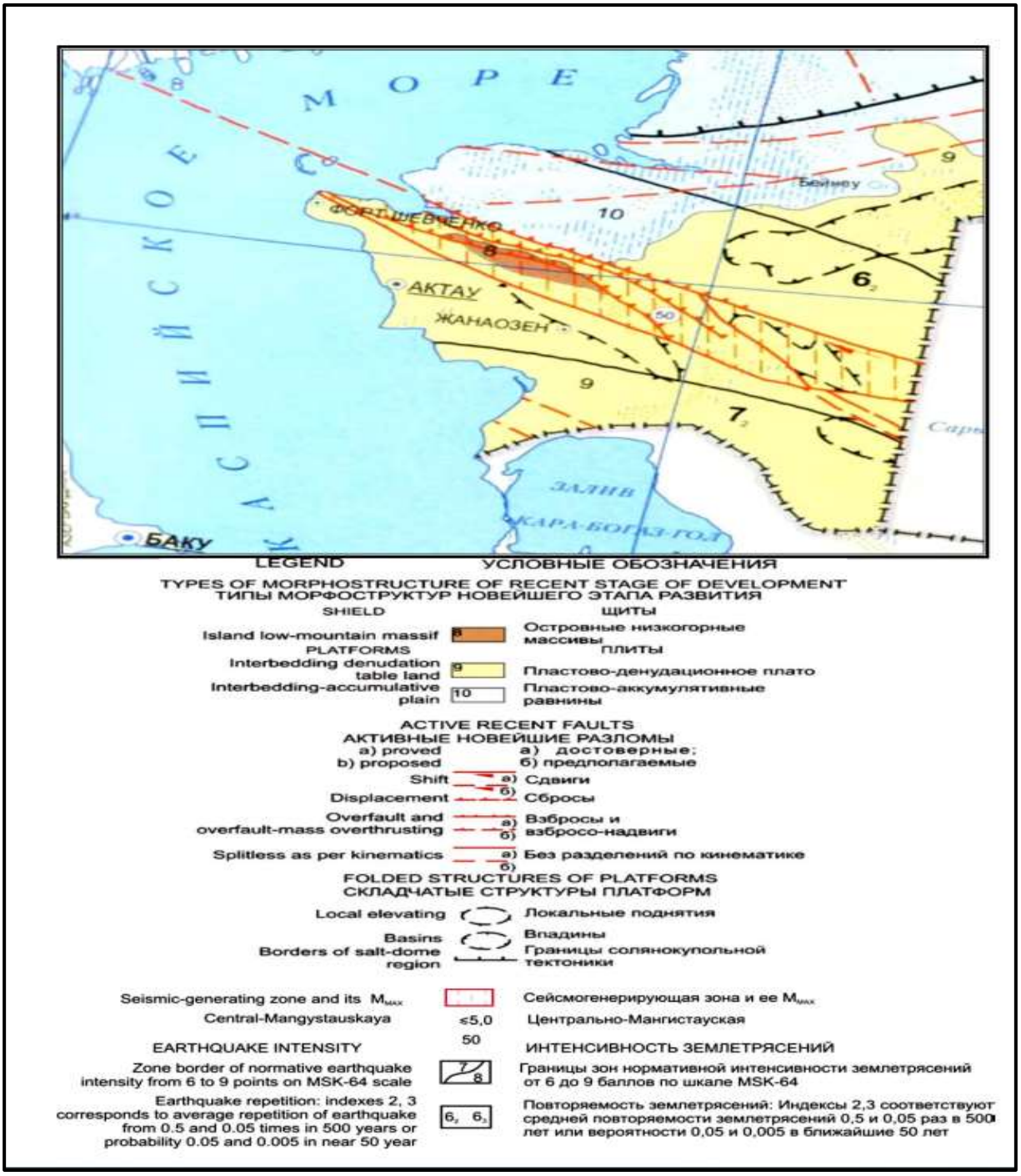


Рисунок 1.4. – Карта сейсморайонирования. Масштаб 1:7 500 000.

1.4 Геоморфология и рельеф

Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау проиллюстрировано рисунком 1.6.

По характеру рельефа в пределах изучаемой территории на полуострове Мангыстау можно выделить три района: южный, примыкающий к подошве хр. Северный Актау, где образован комплекс абразионных хвалынских террас, частично перекрытых отложениями делювиально-пролювиального шлейфа; центральный, приподнятый, где поверхность раннехвалынской морской равнины осложнена солончаками и массивами эоловых песков; третий район включает северную и западную части полуострова, где на позднехвалынской морской равнине развиты крупные соры, в днище самого глубокого из них вскрываются.

Согласно общепринятому сейсмическому районированию территории Казахстана (рис. 1.5) и СНиП РК 2.03-30-2017 сейсмичность рассматриваемой территории составляет более древние породы, вплоть до меловых.

Этот большой сор приурочен к своду поднятия, крылья которого осложнены несколькими брахиантиклиналями.

Особенности геоморфологического строения Мангыстау обусловлены аккумуляцией морских четвертичных отложений на фоне положительных тектонических подвижек. Вероятно, здесь существовала группа низких островов, и волноприбойная деятельность создавала аккумулятивные формы в виде островных и вдольбереговых баров, береговых валов. Крупный вал пересекает полуостров с юго-запада на северо-восток. Он сложен детритусовыми песками, ракушечниками, гравием и гальками из меловых пород. Возраст этих отложений бакинский и своим положением вал определяет положение бакинской береговой линии.

Нижнехвалынские морские отложения надстраивают эту бакинскую форму, а также создают свои береговые валы, как, например, прямолинейный вал высотой до 2,5 м, вытянутый вдоль западного берега сора Кайдак на несколько километров.

Аналогично оставили в рельефе следы позднехвалынская и новокаспийская трансгрессии в виде береговых валов и невысоких абразионных уступов. Хвалынские отложения в центральной части Мангыстау, переработанные ветром, образуют песчаные бугристые равнины, большей частью закрепленные, реже подвижные, где высота эоловых форм достигает 10 м.

В геоморфологическом отношении участок находится в пределах плато Южный Мангышлак. Рельеф на месторождении имеет сложное строение. Центральную часть занимает плато, расположенное между двумя бессточными впадинами Узень и Тунгракшин. На западе и северо-западе в пределах площади на месторождении плато круто обрывается в виде уступов в сторону впадины. Плато, сложено почти горизонтально залегающими породами неогена, имеет слабо расчлененный рельеф. Тип рельефа – структурный

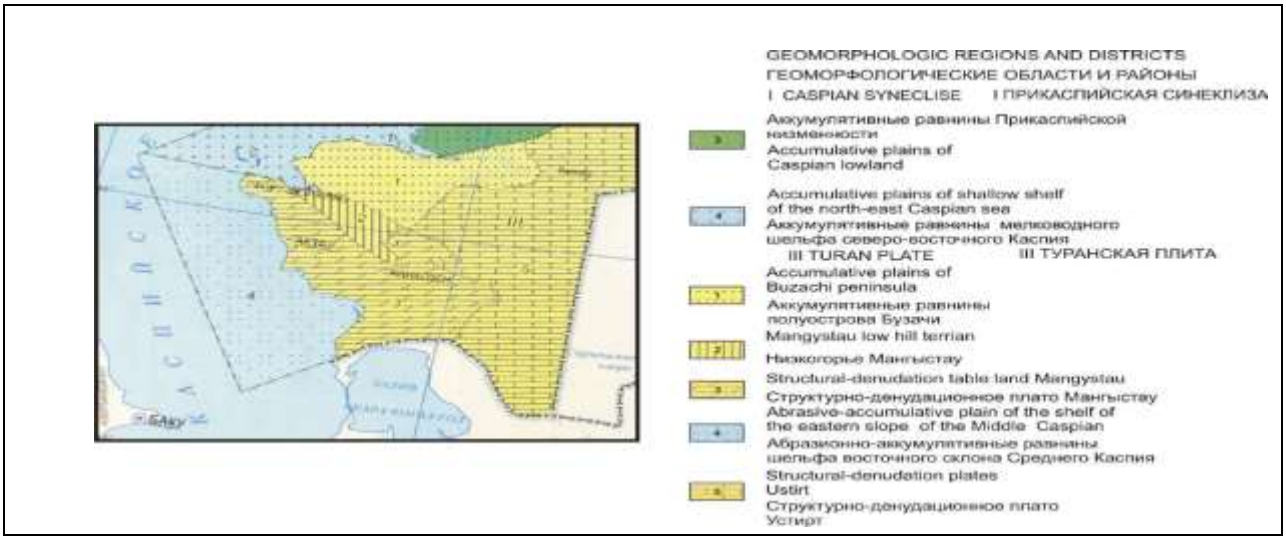


Рисунок 1.5. – Геоморфологическое районирование территории полуострова Мангыстау.

На площади изысканий и прилегающей к ней территории имеют развитие следующие процессы и явления: процессы засоления, образование солончаков – практически на всей площади участка, наиболее интенсивно процесс развит на пониженных

участках рельефа в котловинах, где накапливаются снеговые талые и дождевые воды, при испарении которых на поверхности остаются белые налеты на грунте и тонкие корки соли. Небольшие ссоры развиты непосредственно на площадках застройки

Указанные процессы по своей природной динамики носят неопасный характер, однако при нерациональном подходе к освоению данной территории, могут активизироваться, что может привести к аварийным ситуациям при строительстве и эксплуатации объекта.

Почвы в основном бурые, пустынные, сероземы и солончаковые соровые отложения. Засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с высокой испаряемостью и широким распространением засоленных почв и грунтов определяют формирование растительности, характерной для полупустынь. Растительный покров разряженный.

Опасный характер носят процессы, связанные с неотектоническими движениями в регионе, при этом природные геодинамические процессы характеризуются следующими факторами:

- блоковое тектоническое строение территории, наличие групп надвигов;
- природная и техногенная сейсмическая активность территории, связанная с разработкой месторождений углеводородов, проводимой в этом регионе.

Постоянно действующая гидрографическая сеть отсутствует на всей изученной территории. Временные водотоки возникают только во время ливневых дождей.

1.5 Гидрогеологические и гидроморфологические условия района

1.5.1 Поверхностные воды

Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Карамандыбас отсутствуют. Встречаются малодебитные колодцы с соленой водой.

Временные водотоки возникают лишь в осенне-зимний сезон после дождей и весной во время таяния снега.

Месторождение Карамандыбас не входит в водоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2000 м.

1.5.2 Подземные воды

Основным гидрогеологическим элементом рассматриваемого района является Южно-Мангышлакский артезианский бассейн. Северной границей бассейна служат горно-складчатые сооружения Центрально-Мангышлакской системы дислокаций, а южной – Карабогазский свод. Западная и восточная границы принимаются несколько условно в рамках одноименного прогиба.

В разрезе мезокайнозойских отложений Южного Мангышлака (как артезианского бассейна) выделяются три гидрогеологических этажа – меловой, юрский и триасовый.

Подземные воды II, III, IV, VI горизонтов относятся к сульфатно- натриевому типу. Минерализация воды II горизонта 11, 2 г/л, III – 4,7-5,2 г/л, IV–13,6 г/л, VI–9,7 г/л.

В IX горизонте вода гидрокарбонатно-натриевого типа с минерализацией 9,5-13,5 г/л, в X горизонте – хлор-кальциевого типа с минерализацией 10,7-10,9 г/л.

Подземные воды XI горизонта относятся к хлор-магниевому типу с минерализацией 14 г/л, XII горизонта – к хлор-кальциевому типу с минерализацией 19,2- 21,77 г/л.

Наблюдается закономерность изменения плотности подземных вод с увеличением глубины – от 1,006 до 1,02 г/см3.

1.6 Геологическое строение месторождения

Месторождение Карамандыбас введено в промышленную разработку в 1973 году.

Продуктивные горизонты хорошо прослеживаются и выдержаны по площади. Глубоким бурением на месторождении Карамандыбас вскрыт осадочный комплекс максимальной толщиной 3185 м (скважина 24), в строении которого принимают участие породы триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Стратиграфическая приуроченность месторождения: к тоарскому – XXV продуктивный горизонт, ярусу нижней юры, ааленскому - XXIV, XXIII горизонты. К байосскому - XXII, XXI, XX, XIX и XVIII продуктивные горизонты, батскому - XVII, XVI, XV, XIV и келловейскому – XIII, ярусам средней юры.

Юрские отложения по литологическому составу разделяются на два комплекса: терригенный, пород нижней и средней юры, и преимущественно карбонатный комплекс верхней юры. Подсчетные объекты данного отчета XVI-XX продуктивные горизонты стратиграфически приурочены к отложениям средней юры.

Среднеюрские отложения на месторождении представлены четырьмя ярусами – ааленским, байосским, батским и келловейским. Ааленские отложения подразделяются на две пачки – нижнюю песчаную и верхнюю глинистую.

Отложения байосского и батского ярусов представлены чередованием пластов песчаников, алевролитов и глин различной толщины. Отложения келловейского яруса представлены глинами серых, темно-серых, с зеленоватым оттенком, плотных, в различной степени песчанистых, реже карбонатных.

Литологический состав среднеюрских отложений в пределах Восточного купола представлена песчаными отложениями.

В основании келловейского яруса залегает пачка глин с редкими и маломощными прослоями песчаников и мергелей.

Отложения верхней юры представлены оксфордским и кимериджским ярусами.

Оксфордские отложения сложены глинами с подчиненными прослоями мергелей. В основании яруса залегают плотные карбонатные породы – мергели и мергелеподобные глины.

Кимериджские отложения представлены в основном известняками серыми, темно-серыми, с голубоватым оттенком и прослоями песчаников серого цвета, с зеленоватым оттенком, тонкозернистого, карбонатного.

В тектоническом отношении структура Карамандыбас приурочена к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского прогиба.

В платформеных отложениях Южного Мангышлака выделяются следующие структурные элементы первого порядка: Центрально-Мангышлакская зона поднятий, Южно-Мангышлакский прогиб и Карабогазский свод.

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень, в свою очередь, являясь структурным элементом второго порядка, приурочена к северной бортовой части Южно-Мангышлакского прогиба и протягивается с северо-запада на юго-восток на 200 км. По осадочному чехлу в пределах Жетыбай-Узеньской ступени прослеживаются три антиклинальные линии, ориентированные вдоль простирания ступени. С севера на юг

выделяют наиболее приподнятую Узень-Карамандыбасскую, Жетыбайскую и Тенге-Тасбулатскую антиклинальные линии.

В 2015 году ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги Казахстан» провели сейсморазведку на площади в 798 кв. км., из которых 550 кв. км. имеют полную кратность. Обработка и интерпретация данных произведена ТОО «PGS Kazakhstan». В 2018 году ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги Казахстан» проведена высокоразрешающая сейсморазведка 3Д-МОГТ на площади, перекрывающие месторождения Узень и Карамандыбас.

Уточненные структурные планы по продуктивным горизонтам, с учетом результатов интерпретации сейсморазведки МОГТ-3Д и данных бурения скважин, при сопоставлении с предыдущими планами, принятыми в подсчете запасов 2014 г., в целом, повторяются. Но имеются отличия, полученные за счет уточнения структурных участков и нарушений или полного их отсутствия, а также, картирования новых разломов. Определенная роль также отведена особенностям положения тектонических нарушений и конфигурации ВНК установленных залежей, за счет уточнения геологического строения залежей.

По кровле XIII продуктивного горизонта, структура Карамандыбас представляет собой однокупольную брахиантиклинальную складку, осложненную в северо-западной части протяженным структурным носом. Размеры обособленного купола по замкнутой изогипсе – 1070 м и составляют 3,75*2,2 км, с амплитудой порядка 20 м.

Размеры Карамандыбасской структуры по изогипсе - 1120 м, до зоны сочленения с Узенью составляют 10,0*4,5 км, с амплитудой складки порядка 70 м Карамандыбасское поднятие преобразуется в двухкупольную структуру, начиная с кровли XIV продуктивного горизонта, и до подошвы юрских отложений сохраняет свое двухкупольное строение.

Поднятие в разрезе с XIV по XXV горизонты, состоит из двух куполов: Западного и Восточного, разделенных седловиной в районе скважин - 1, 441 и 443 и предполагаемым тектоническим нарушением F15.

По отражающим горизонтам XIV-XXV структурный план конформный, носит унаследованные черты развития и соответствия между структурными поверхностями. С глубиной, можно отметить возрастание контрастности структурных элементов. В крайней западной части Карамандыбасского поднятия, по юрским продуктивным горизонтам выделен отдельный структурный элемент – Западная периклиналь. К участку приурочены ряд нефтяных залежей, продуктивных горизонтов XIII, XIV, XX, XXI и XXII.

По поверхности отражающего горизонта V3 (кровля карбонатно-терригенной толщи нижнего триаса), согласно данным сейсморазведки и бурения Карамандыбасский участок является западной частью крупного Узеньского поднятия. Здесь можно выделить две зоны: наиболее приподнятая – южная часть и погруженная - северная часть, которые разделяются между собой зоной разрывных тектонических нарушений.

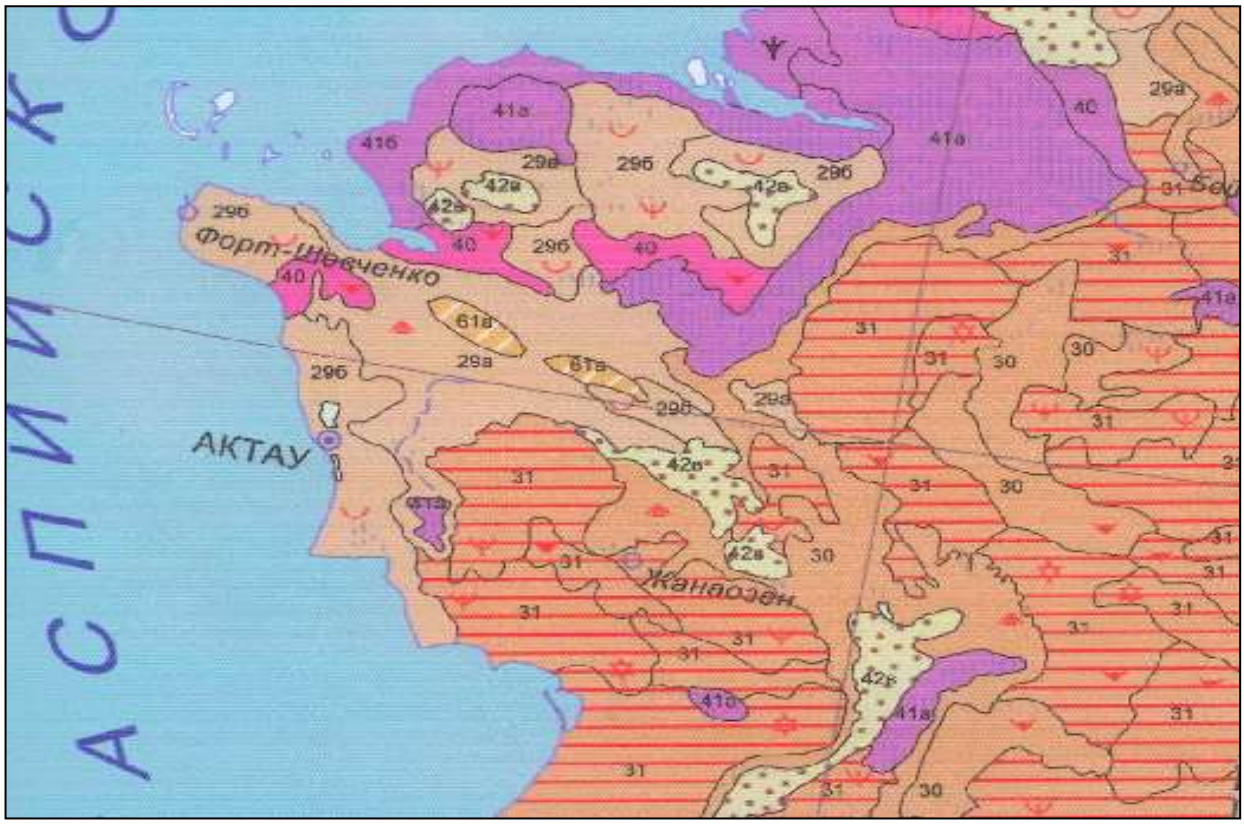
По данным геолого-геофизических и промысловых материалов, полученных в результате бурения новых скважин, изменилось представление о геологическом строении месторождения, характере распространения коллекторов, положении водонефтяных контактов, степени их неоднородности и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. Залежи углеводородов юрских объектов по типу относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированным. По типу пустотного пространства коллектора являются поровыми.

Пласты-коллекторы выделялись по комплексу ГИС, определялись границы коллектора, общая, и эффективная газо-нефтенасыщенные толщины, параметры пористости, насыщенности. Разделение пород на «коллектор» и «не коллектор» проведено по граничным значениям физических свойств пород: пористости, проницаемости и глинистости.

Водонефтяные и газонефтяные контакты по залежам установлены достоверно. При обосновании контактов использовались результаты обработки ГИС и опробования пробуренных скважин.

1.7 Почвенный покров

В ботанико-географическом отношении изучаемая территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Южно-Туранской провинции, Западно-Южно-Туранской подпровинции. По характеру биоклиматических условий территория Мангистауской области относится к пустынной ландшафтной зоне с двумя почвенными подзонами – северной солянково-полынной остепненной пустыни с бурыми почвами и центральной эфемерово-солянковой пустыни с серо-бурыми почвами (рис. 1.6).



Условные обозначения:

29а	Светло-бурые пустынные, местами серо-бурые
29б	Светло-бурые пустынные, местами локально светло-бурые
30	Светло-бурые пустынные, местами со светло-бурыми
31	Светло-бурые пустынные малоразвитые, местами со светло-бурыми
40	Солонцы
41а	Солончаки континентальные
41б	Солончаки приморские
42в	Пески пустынные
61а	Горные пустынные

Рисунок 1.6- Почвенная карта

Наблюдается большое распространение солонцов, на юге – такыров, а в депрессиях – солончаков и соров. Обширные пространства заняты песками. Для всей территории характерна сильно развитая комплексность (80% почвенно-растительного покрова). Практически вся территория области по природно-климатическим условиям относится к крайне неблагоприятной зоне: повышенная солнечная радиация, дефляция, значительная годовая амплитуда температур, малое количество осадков.

По почвенно-географическому районированию на описываемой территории выделена Устюрт – Мангышлакская волнисто-равнинная и низкогорная провинция бурых и серо-бурых карбонатно-гипсоносных почв, в состав которой входят:

Мангышлакская низкогорная подпровинция бурых хрящевато-щебнистых и малоразвитых почв;

Мангышлакская волнисто-равнинная подпровинция серо-бурых солонцеватых почв, бугристо-грядовых песков и такыров.

Особенностью серо-бурых почв являются высокая карбонатность и накопление гипса, встречающегося чаще всего в форме мелкокристаллических включений. Количество гумуса в таких почвах составляет 0,2-0,5%. Литологический состав почв обычно суглинистый. Из других разновидностей почв в районе развиты такыры, солончаки, лугово-бурые почвы и примитивные почвенные образования. Разновидности бурых почв распространены повсеместно, но наиболее характерны для песчаных массивов. Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные пески, супеси и легкие суглинки. Поэтому механический состав этих почв суглинистый, супесчаный и песчаный. Содержание гумуса в бурых песчаных и супесчаных почвах не превышает 0,2-0,5% и 1,8-2,3% - в суглинистых.

Такыры – почвенные образования со своеобразными признаками, формирующиеся в замкнутых понижениях рельефа, аккумулирующих минеральные вещества и соли. Тяжелый литологический состав почвообразующих пород, высокая минерализация, малое количество гумуса делают такыры непригодными в сельскохозяйственном производстве. Местами сформированы солончаковые почвы, характеризующиеся высоким содержанием минеральных соединений в верхней части разреза с уменьшением содержания солей при углублении. Важной особенностью таких почв является наличие водорастворимых солей в поверхностном слое (0,3-0,6%). Использование их в сельскохозяйственном производстве ограничено (как пастбищные угодья и отчасти малопродуктивные сенокосы).

Территория района работ расположена в пустынной зоне, подзоне (полосе) средних пустынь. Почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта (А+В1), низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малое количество осадков, высокие летние температуры, определившие преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля. Основным источником засоления служат почвообразующие породы, представленные морскими засоленными отложениями, а также соли, поступающие от минерализованных грунтовых вод. Немаловажное значение имеет биогенная аккумуляция солей, а также перенос солей воздушными потоками с акватории моря (импульвиризация)

В целом почвы месторождения характеризуются низким уровнем естественного плодородия вследствие малого содержания гумуса, слабой обеспеченности элементами питания растений, неблагоприятных водно-физических свойств, засоленности и не могут быть использованы в земледелии.

Серо-бурые солонцеватые почвы на рассматриваемой территории широко распространены, встречаясь однородными контурами, а также в комплексах и сочетаниях с такырами и солончаками остаточными и соровыми. Развиваются они на элювии сарматских известняков, представленных преимущественно средними и легкими суглинками, реже супесями. Растительный покров слагается в основном биюргуновой и боялычево-биюргуновой ассоциациями с проективным покрытием 20-25 %. Профиль почв дифференцирован на генетические горизонты. С поверхности характерно образование ноздреватой корки (2-5 см), вследствие чего поверхность почвы такыровидна и разбита трещинами, в средней части профиля наблюдается наличие буроватого комковато-глыбистого горизонта. Шестоватый гипс выделяется с глубины 50-80 см. Характерно высокая карбонатность по всему профилю. Увеличение содержания CO2 карбонатов (до 12,5-33,1 %) в нижних горизонтах происходит за счет подстилающих известковых пород. Серо-бурые солонцеватые почвы характеризуются невысоким содержанием гумуса: 1,0-1,22 % в суглинистых и 0,4-0,6 % в супесчаных почвах. По составу гумус фульвокислотный (преобладание над гуминовыми кислотами в 2-4 раза). Реакция среды щелочная: в верхних горизонтах pH составляет 8,0-8,8, в нижних понижается до 7,0-7,6. Сумма поглощенных оснований невелика (6,42-13,84 мг-экв/100 г почвы). В составе поглощенных оснований преобладает кальций. Обменного натрия, в зависимости от степени солонцеватости, содержится от 5-8 % до 15-20 %.

Серо-бурые эродированные почвы развиваются по крутым, сильно смытым и дефлированным склонам увалов, формируясь на маломощных элювиально-делювиальных продуктах выветривания известняков, прикрытых местами небольшой мощности чехлом песков и супесей. Сильно изреженный растительный покров представлен боялычево-биюргуновой и еркеково-полынной (на легких почвах) ассоциациями. В результате смыва и дефляции почвы маломощные (15-25 см), щебнистые, отличаются очень рыхлым сложением всего мелкоземистого слоя. Почвы слабогумусированы (0,3-0,4 %), щелочные, сильно карбонатные (CO2 карбонатов 8-10 %). Емкость поглощения в пределах 5-6 мг-экв/100 г почвы.

Серо-бурые малоразвитые почвы встречаются в сочетании с серо-бурыми эродированными почвами по сильно расчлененным увалам, сложенным плотными породами (известняк, мел), часто обнажающимися на поверхности. Почвообразующими породами служат щебнистый элювий коренных пород с суглинистым мелкоземом.

В результате щебнистости и повышенной сухости почв растительность сильно изрежена и состоит из угнетенных видов боялыча, биюргуна и тасбиюргуна. Почвы маломощные (не более 20-25 см), бедны органическими веществами, карбонатные.

Антропогенной деградации почв способствует хрупкая природа пустыни. Основными природными факторами, создающими предпосылки для деградации почвенного покрова в регионе, являются: преобладание равнинного рельефа, высокая степень аридности климата, засоление, карбонатность, бесструктурность и малая мощность почв. Изреженный растительный покров повышает альбедо и температуру поверхности почв, увеличивает скорость ветра, вызывая дефляцию почв. Таким образом, сложившиеся

природные условия почвообразования и морфогенетические свойства почв создают естественные предпосылки неустойчивости биоэкологических условий к техногенным, пастбищным и иным формам антропогенных перегрузок. Интенсивное развитие нефтегазовой, строительной индустрии и пастбищного животноводства в регионе определяют общую напряженность экологических условий почвообразования.

История формирования почвенного покрова отличается значительным разнообразием. Здесь встречаются как молодые, только что вступившие в фазу почвообразовательного процесса, почвы современной приморской равнины, так и почвы, прошедшие длительный путь развития на отложениях сарматского возраста на Центрально-Мангышлакском плато.

На территории месторождения выделяются следующие виды и разновидности почв, их комплексы и сочетания:

- бурые пустынные солонцеватые;
- такыры солонцевато-солончаковые;
- солонцы пустынные солончаковые;
- солонцы лугово-пустынные солончаковые;
- солончаки луговые;
- солончаки такыровидные;
- солончаки приморские;
- солончаки соровые;
- луговые приморские солончаковые;
- болотно-луговые приморские солончаковые;
- пески грядово-бугристые полузакрепленные и закрепленные;
- пески мелкобугристые засоленные.

Бурые пустынные солонцеватые почвы распространены в виде комплексов с солонцами пустынными. Они бедны органическим веществом. В верхнем легкосуглинистом горизонте содержится чуть более 1 % гумуса. В иллювиальном горизонте количество его незначительно снижается, но имеются случаи, когда этот горизонт отличается даже большим содержанием гумуса, чем вышележащий. Глубже количество гумуса резко убывает. Почвы по всему профилю и отличаются высоким содержанием CO_2 карбонатов, достигающим в иллювиальном горизонте 9-10 %. Бурые солонцеватые почвы характеризуются повышенным залеганием горизонтов, содержащих легкорастворимые соли.

Верхняя часть профиля, включая солонцеватый горизонт, незасоленная, на глубине их количество значительно возрастает и достигает в почвообразующей породе более 1,5 %.

Такыры солонцевато-солончаковые имеют незначительное распространение в восточной части территории и занимают плоские понижения, являющиеся зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Такыры содержат небольшое количество гумуса 0,6-0,7 %. Отношение углерода к азоту узкое, что указывает на обогащение почв азотом.

Солонцы лугово-пустынные солончаковые имеют незначительное распространение в восточной территории, приурочены к склонам плоских микропонижений. Содержание гумуса в этих почвах невысокие (0,9-1,2 %). В иллювиальных горизонтах количество

органики несколько выше, чем в поверхностном слое. Данные солонцы отличаются глубокой солонцеватостью и значительной мощностью солонцеватого горизонта.

Солончаки приморские. Формируются рассматриваемые почвы под разреженной растительностью, представленной сведой, сарсазаном, солеросом и являются поставщиками солей и пыли в атмосферу. Грунтовые воды сильно минерализованы, залегают не глубоко от поверхности 0,5-1,5 м. Почвообразующими породами являются слоистые отложения с преобладанием песков и супесей с присутствием большого количества ракушек.

Солончаки приморские представлены на изучаемой территории, как однородными контурами, так и в комплексах и сочетаниях с примитивными почвами и песками.

Профиль солончаков приморских практически недифференцирован на горизонты, оглеен, засолен и заполнен обломками ракушек. Содержание солей может достигать 6,0 % и более. Солончаки приморские относительно устойчивы к невысоким антропогенным нагрузкам, но интенсивные транспортные нагрузки, особенно во влажный период, приводят к необратимым нарушениям, которые сохраняются очень длительное время.

Солончаки соровые. Ссоры, также как соровые солончаки, формируются в условиях близкого залегания грунтовых вод (и выхода на поверхность) в днищах замкнутых и бессточных депрессий, представляют собой соленые илистые грязи с постоянно топкой поверхностью.

Таким образом, днища замкнутых депрессий являются местом накопления большого количества хлоридов и сульфатов.

Профиль соров (солончаков мокрых) – это скопление солевых масс (хемогенные отложения) мощностью до 10 м; на глубине 0,1-0,7 м залегают горько-соленые грунтовые воды (рассолы).

Поверхность солончаков соровых в весенний период покрыта слоем рапы. Интенсивное испарение в летний период при отсутствии растительности приводит к кристаллизации солей на поверхности в виде белой корки мощностью до нескольких сантиметров. Солончаки соровые очень чувствительны к антропогенным нагрузкам вследствие высокого увлажнения всего почвенного профиля. При транспортных нагрузках происходят очень глубокие нарушения грунтов, которые сохраняются длительное время. Проведение работ возможно только в зимнее время.

Солончаки луговые имеют распространение на востоке территории, где позднехвалынская равнина прилегает к пескам. Они формируются в понижениях с неглубокими (1-3 м) сильноминерализованными грунтовыми водами. Луговые солончаки отличаются от других солончаков повышенной гумусностью (1,5-2 %).

Пески на территории месторождения представлены бугристыми, грядово-бугристыми, ячеисто-бугристыми закрепленными и полузакрепленными растительностью формами. Пески очень слабо гумусированы и имеют щелочную реакцию водных суспензий. Содержание гумуса в верхней части профиля составляет 0,25-0,35 %. Гумусовый горизонт выделяется нечетко. Засоления в профиле отсутствует. В местах, где песчаные массивы испытывают значительные антропогенные нагрузки (выпас, нефтеразведочное бурение), они в той или иной степени нарушены, становятся менее закрепленными растительностью и подвержены процессам дефляции.

В целом почвы лицензионного участка характеризуются низким уровнем естественного плодородия и не могут быть использованы в земледелии.

В структуре почвенного покрова здесь преобладают *серо-бурые солонцеватые почвы.* По склонам увалов залегают серо-бурые малоразвитые почвы и выходы горных пород.

Серо-бурые солонцеватые почвы получили наибольшее распространение на рассматриваемой территории. Почвообразующими породами являются элювиальные продукты выветривания самарских известняков.

Среди почв встречаются слабо-, средне - и сильносолонцеватые разности.

Повышенную щелочность, поддерживающую солонцеватость почв, можно объяснить биологической аккумуляцией растений, имеющих высокую зональность.

В солевом составе в верхних горизонтах преобладает сульфатно-гидрокарбонатный тип засоления, в слое 30 - 50 см - хлоридно-сульфатный, кальциево-натриевый, а в нижних горизонтах максимального скопления гипса - сульфатный, кальциевый.

По механическому составу среди солонцеватых серо-бурых почв преобладают среднесуглинистые, реже - легкосуглинистые и супесчаные разновидности. Отмечено увеличение в средней части профиля иловатых и глинистых фракций (оглинение), что характерно для пустынных серо-пустынных почв.

В профиле суглинистых и тяжелосуглинистых почв преобладают фракции крупной пыли - 0,05 - 0,01 - от 30 до 42 %, в почвах легких - фракции мелкого песка 0,25 - 0,05 - от 48 до 55 %. В полумертвом слое содержание фракции больше 3 мм чаще всего выражается небольшими величинами - 0,7 -0,2 %, в редких случаях 2 – 9 %, содержание фракций больше 1 мм колеблется в приделах 0,8 – 2 %. И лишь в гипсовом горизонте и ниже - каменистость бывает значительной; с глубиной 50 см количество фракций больше 1 мм достигает 2 – 12 %, фракций больше 3мм - 4,7 -12 %, глубже 100 см фракций больше 1 мм в некоторых разрезах достигают - 37%, фракции более 3 мм - до 12-20 %.

Агрохимические свойства серо-бурых солонцеватых почв характеризуются следующими показателями: запасы гумуса для слоев 0 - 10 и 0 -30 см в суглинистых почвах составляют соответственно - 10 -15 и 25 40 т/га; для легкосуглинистых -5-7и 15-20 т/га; для супесчаных -3-5 и 10-15 т/га. Запасы общего азота в слое 0 -10 и 0 -30 см - соответственно 0,8 -1 и 2,0 - 2,5; 0,3-0,7 и 1 -1,5; 0,3-0,5 и 1 т/га.

Отмечается не однородность содержания гидролизуемого азота - от низкой обеспеченности -1,8-8 мг/100 г почвы - до сильной - 53 мг / 100 г почвы. За пасы его в слое 0 -10 см колеблются от23 до 150 кг/га, в слое 0 -30 см - от 70 до 450 кг/га.

В серо - бурых солонцеватых почвах, как и в солончаковатых, отмечается высокая концентрация валового фосфора, не доступного растениям, - 0,15 -0,20 %. Но подвижного фосфора очень мало (0,12 - 3,95 мг/100 г почвы против необходимого количества 2,5 - 3,5 мг). Если в верхних горизонтах его содержится иногда 1,65 - 3,95 мг, то на глубине 10 -20 см падает до 0,20 - 0,90 мг. Как и все почвы описываемой зоны, солонцеватые виды почв богаты калием. Валовых форм калия содержится - 2,00 - 2,38 %, подвижных - 25,50 -63,84 мг/ 100г почвы. Запасы подвижного калия в слое 0 -10 см - 600 -700 кг/га, в слое 0 - 30 см в пределах 1500 -2000 кг/га.

В серо-бурых почвах, длительное время развивающихся в условиях пустынного режима (засуха, высокие летние температуры), постоянно наблюдается преобладание в верхних горизонтах красноватых и бурых цветовых оттенков.

Геохимические условия среды - щелочная реакция почв - способствуют накоплению железа на месте высвобождения в процессе почвообразования и выветривания.

Приведенные валовые анализы очень четко показывают это влияние. В верхних горизонтах серо-бурых почв Мангышлака содержится железа на 20 - 25% больше чем, в нижних слоях.

Водно-физические свойства серо-бурых солонцеватых почв характеризуются следующими показателями: объемный вес в верхнем горизонте, в основном солонцеватом, равен 1,38 г/см, в подкорковом горизонте - 1,35, в комковатом несолонцеватом - 1,31, удельный вес в верхних горизонтах - 2,73, с уменьшением в нижних горизонтах до 2,49, порозность почв довольно высокая - 48 -57. Обращает на себя внимание крайне низкая естественная полевая влажность, равная 1,1 - 1,7 % в верхних горизонтах, в нижних она увеличивается до 10,0 - 12,0 %. Коэффициент завядания в объемных единицах для суглинистых почв составляет 3,90 - 6,76 %. Таким образом, влажность почв верхних горизонтов в летне-осенний период находится немного ниже коэффициента завядания. Очень велик в почве дефицит влаги. Коэффициент фильтрации солонцеватых, суглинистых почв - 1,5 м/сутки.

Серо-бурые нормальные почвы формируются на слабо волнистых водораздельных поверхностях, сложенных отложениями легкого механического состава, под разреженной преимущественно кейреуково-полынной растительностью. Серо-бурые нормальные почвы содержат небольшое количество гумуса и азота, составляющих соответственно 0,9 -0,7 % и 0,049 -0,059 %. Емкость поглощения также не велика -8-13 мг/экв на 100 г почвы.

Серо-бурые малоразвитые почвы в пределах участка не имеют широкого распространения и приурочены к слабо холмистым равнинным участкам. Для почв характерна очень малая мощность почвенного профиля (не более 20 -25 см) при близком подстилании плотными породами или щебнем с галькой.

Выходы горных пород - дочетвертичные образования, приуроченные к чинкам, к горному Мангышлаку и береговой полосе моря. Выделяются они самостоятельными контурами и в сочетаниях с малоразвитыми почвами.

1.8 Ландшафт

Ландшафт - генетически единый район с однотипным рельефом, геологическим строением, климатом, общим характером поверхностных и подземных вод, закономерным сочетанием почв, растительных и животных сообществ.

Для территории месторождения свойственны пустынные ландшафты Восточного Прикаспия.

Карта ландшафтного районирования Мангистауской области представлена на рисунке 1.7. Как видно на карте природный ландшафт в районе расположения месторождения Карамандыбас представляет собой делювиально-пролювиальную наклонную сильнорасчлененную равнину, сложенную известняками, глинами, мергелями, галечниками, песками с биюргуновой, биюргуново-тасбиюргуновой, ежовниковой, биюргуново-кеурековой и польнной, местами закустаренной растительностью на серо-бурых солонцеватых и такыровидных почвах, в сочетании с курчавково-гурганополынной и белоземельнополынной растительностью на лугово-бурых почвах и солонцах пустынных, с саксаульчииковыми сообществами на выходах засоленных пород.

Однако антропогенная деятельность человека на данной территории внесла вклад в изменение ландшафта. Многолетняя добыча нефти и газа на месторождении Карамандыбас и сопутствующее строительство производственных и административных зданий и сооружений, прокладка дорог, выкидных линий, водо-нефте-газопроводов, отсыпка площадок под скважины, групповые и замерные установки привела к повсеместному

нарушению почвенно-растительного покрова, миграции животных и изменению облика территории. Антропогенное трансформирование растительности на техногенно нарушенных землях нефтепромысла привело к трансформации природного ландшафта в природно-антропогенный.

Рисунок 1.7- Ландшафты

1.9 Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

Особо охраняемые природные территории (ООПТ)

Нарастающая мощность воздействия человека на природу вынуждает общество отказаться от чисто потребительского взгляда на нее и перейти к разумному управлению развитием отношений между человеком и окружающей средой. Это может быть достигнуто на основе всемерной заботы о существующих заповедных объектах природы и создании новых особо охраняемых территорий.

Согласно закону Республики Казахстан от 7 июля 2006 года № 175-III «Об особо охраняемых природных территориях», особо охраняемые природные территории и находящиеся на них объекты окружающей среды, имеющие особую экологическую, научную и культурную ценность, являются национальным достоянием Республики Казахстан.

На территории Мангистауской области находятся 9 особо охраняемых природных территорий (ООПТ): 1 государственный региональный природный парк, 1 государственный природный заповедник, 2 государственных природных заказника, 4 государственные заповедные зоны и 1 экспериментальный ботанический сад.

В рамках отраслевой Программы «Жасыл даму» на 2010-2014 годы, 22.06.2012 г. был создан государственный региональный природный парк «Кызылсай», 31.07.2012 г. – государственные заповедные зоны «Тасорпа» и «Жабайушкан», 24.12.2013 г. – государственная заповедная зона «Адамтас». Все эти объекты, в соответствии с постановлением Правительства РК № 1074 от 10.11.2006 г. включены в «Перечень особо охраняемых природных территорий республиканского значения».

На территории Каракиянского района Мангистауской области расположены:

Устюртский государственный заповедник расположен на одноименном плато, в Каракиянском районе, к востоку от береговой зоны, у которой находится исследуемый участок работ. Организован в 1984 г., территория составляет 223 тыс. га. Здесь обитают 45 видов млекопитающих. В Красную книгу, помимо устюртского муфлона, занесены джейран, длинноиглый еж, пегий путорак, трехпалый карликовый тушканчик.

Государственный природный заказник местного значения «Адамтас» создан Постановлением акимата Мангистауской области №359 от 24.12.2013 года. Западная граница заказника проходит по границе 100 метровой водной полосы вдоль побережья залива Кендерли в южном направлении до косы Кендерли, вдоль косы Кендерли, захватывая мелкие острова на севере косы, далее вдоль косы по побережью Каспийского моря.

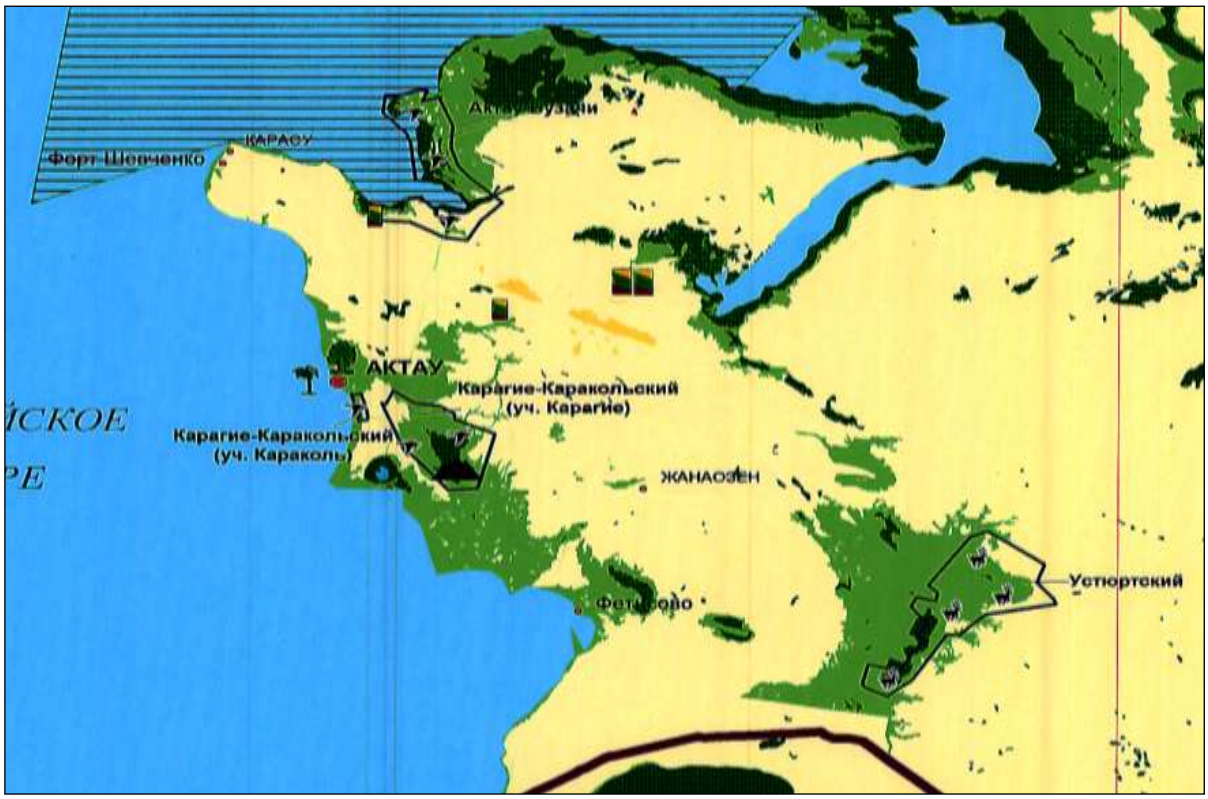


Рисунок 1.8-. Карта особо охраняемых природных территорий

Карагие-Каракольский государственный (зоологический) заказник республиканского значения. Заказник основан в 1986 году. Общая площадь заповедника 137,5 тыс. га. Его главная задача - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защиты своеобразного животного мира этого региона. Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник расположен в 10 километрах от г. Актау. Охраняемые объекты - устюртский муфлон и джейран, а на оз. Караколь - места гнездования птиц водно-болотного комплекса и зимовок лебедей и уток. Объектами охраны являются: фламинго, стрепет, чернобрюхий рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот. В 50 км от Актау в восточной части Мангышлакского плато расположена одна из самых глубоких мировых впадин - впадина Карагие - обширная геологическая структура. Она находится на 132 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность 60 км, ширина 30 км. Самая низкая точка – дно сухого соленого озера (сор Батыр) – 132 м. Третья впадина по глубине в мире. Наиболее живописный восточный борт впадины. Здесь можно встретить обнажения геологических пластов с костями ископаемых рыб (акул, китов, дельфинов и т.д.) Южная часть впадины относится к территории Карагие-Каракольского заказника, который также охраняет озеро Караколь. Имеются небольшие соленые родники. Место обитания горного барана.

Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона была организована Постановлением Правительства РК от 25 марта 2001 г. № 382 на территории Кендерли-Каясанского плато и ее территория составляет 1231000 гектаров. Заповедная зона включает большую часть наиболее глубокой впадины в Прикаспии – Карагие, продолжающиеся на север от нее чинки – высокие, до 200 м, рассеченные обрывы плато Мангышлак. Впадина примыкает к западной оконечности плато, сложенного ракушечником и гипсами. Равнинные участки – глинистые, глинисто-щебенистые средние пустыни с фрагментами южной пустыни. Источники воды практически отсутствуют, не считая нескольких родников и колодцев. Главная задача заповедной зоны - сохранение уникальных ландшафтов, растительных сообществ и защита своеобразного животного мира этого региона, в том числе представителей животного мира, занесенных в Красную книгу РК: джейрана, дрофы-красотки и др.

Территория месторождения Карамандыбас не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26.12.2019 года №288-VI (с изменениями от 01.05.2023г.), все виды материальных памятников изначально имеют историко-культурную

и научную ценность, и подлежат обязательной защите и сохранению в порядке, предусмотренном настоящим законом. В пределах охранных зон памятников архитектуры запрещается хозяйственная деятельность, движение автотранспортных средств должно быть ограничено.

Разнообразие и массовый характер памятников выделяют Мангистаускую область в особый регион. На этой земле находятся захоронения 362 святых отцов-ясновидцев, многие места на полуострове считаются священными. Здесь более десяти тысяч памятников архитектуры на древних некрополях, таких, как койтасы, кулпытасы, саркофаги, сагана-тамы, мавзолеи и другие.

Наибольший интерес представляют некрополи Бекет-ата, Шопан-ата, Шакпак-ата, Сейсем-ата, Масат-ата, Караман-ата, Кошкар-ата, Султан-эпе, Ханга-баба, Кенты-баба, Уштам, Акшора и многие другие. Крупные некрополи включают в себя мечети, где обучали грамоте. Многие подземные и наземные мечети сохранились до наших дней и обладают большими запасами биоэнергии.

Более тридцати памятников народного зодчества, расположенные в области, взято под охрану государства. Согласно Закону об охране и использовании историко-культурного наследия во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

К сожалению, в настоящее время, многие памятники находятся в аварийном состоянии. Разрушения происходят из-за неблагоприятных атмосферных воздействий, естественного старения материала и ветровой эрозии, влияния техногенной деятельности, отсутствия ограждений. Многие малые надгробия сломаны домашними животными. Следы разрушений коснулись в основном мавзолеев и мечетей.

На рисунке 1.9 представлено расположение памятников истории и культуры.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Карамандыбас не выявлены.

Проектируемые работы будут проводиться на территории месторождения Карамандыбас. В пределах площадок строительных работ какие-либо особо охраняемые природные территории, памятники истории и культуры отсутствуют.

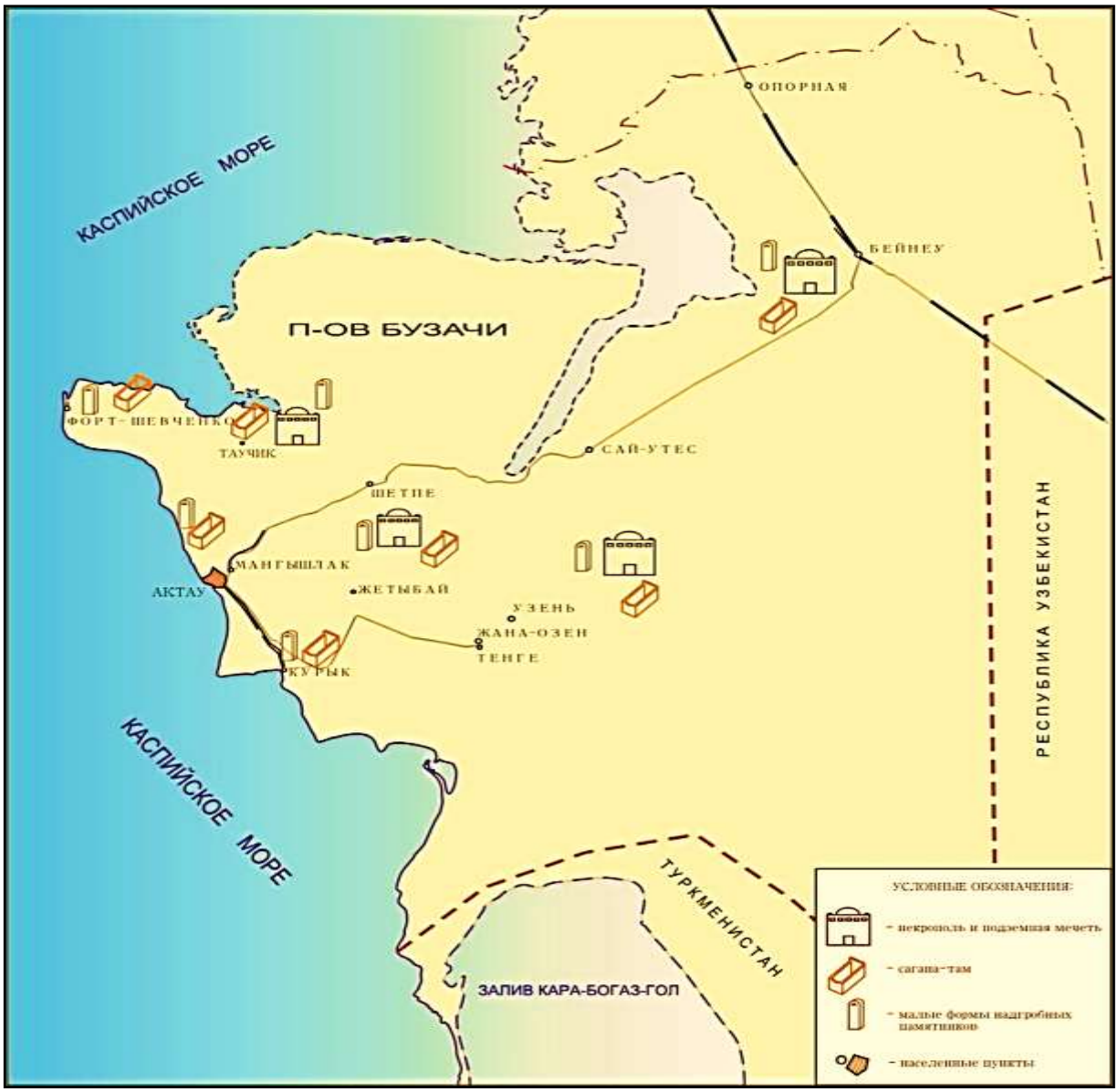


Рисунок 1.9- Карта расположения памятников истории и культуры

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАБОТ

2.1 Атмосферный воздух

Атмосферно-гигиенические условия любого географического региона определяются не только общим объемом выбрасываемых с территории или вовлекаемых со стороны в атмосферу загрязняющих веществ, но и естественными возможностями самоочищения самой атмосферы.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы исследуемый район относится к III-й зоне ПЗА (зоне повышенного потенциала), что объясняется высокой естественной запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков, мощным промышленным развитием района. Однако на побережье Каспийского моря значительный воздухообмен за счет смены воздушных течений способствует понижению уровня загрязнения воздуха.

Таким образом, совокупность климатических условий определяют способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Общая оценка загрязнения атмосферного воздуха г. Жанаозен:

По данным РГП «Казгидромет» (Приложение 7) фоновые концентрации загрязняющих веществ по г. Жанаозен за период наблюдений с 2020 по 2023 годы составляют: по диоксиду азота в пределах – 0,0478 – 0,0968 мг/м^3, по оксиду азота в пределах – 0,0254-0,0366 мг/м^3, по сероводороду в пределах - 0,0008-0,0046 мг/м^3, по диоксиду серы в пределах - 0,0216 – 0,37 мг/м^3, по оксиду углерода в пределах – 0,5133-0,8195 мг/м^3.

Описание современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Карамандыбас приводится согласно Отчета по результатам производственного экологического контроля АО «Озенмунайгаз» за II квартал 2023 года. В рамках ПЭК на месторождении Карамандыбас осуществляются наблюдения на источниках выбросов и на границе СЗЗ.

На месторождении Карамандыбас ежеквартально проводится производственный экологический контроль за состоянием атмосферного воздуха.

Количество стационарных источников выбросов на Карамандыбас – 22 ед., из них:

– количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами – 5 ед.

– количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом– 17 ед.

Мониторинг эмиссий осуществлялся на организованных источниках выброса, прописанных в плане-графике программы ПЭК. В отходящих газах определялись концентрации сероводорода, пентана, метана, изобутана, смесь углеводородов предельных С1-С5 определялись расчетным методом. Превышений нормативов НДВ по всем контролируемым источникам выбросов не было обнаружено.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводился на границе СЗЗ площадок на 4 контрольных точках (по сторонам света) по 9 ингредиентам. В атмосферном воздухе определялось содержание азота диоксид, азота оксид, углерод оксид, метан, сажа, сера диоксид, смесь углеводородов предельных С1-С5, смесь углеводородов предельных С6-С10, углеводороды предельные С12-С19.

Концентрации метана, углерод черный (Сажа), сера диоксида, углеводороды предельные С1-С5, сероводорода находились ниже предельного диапозона.

Средние концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Карамандыбас за 4 квартал 2023 год приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1- Средние концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

№ п.п.	Наименование ЗВ	Средняя фактическая концентрация, мг/м3	ПДКм.р., мг/м^3
1	Азота (IV) диоксид	0,00196	0,2
2	Азот (II) оксид	0,00323	0,4
3	Углерод оксид	1,36	5
4	Метан	0,515	50 (ОБУВ)
5	Сажа	<0,025	0,15
6	Сера диоксид	<0,0308	0,5
7	Смесь углеводородов предельных С1-С5	<25	50 (ОБУВ)
8	Смесь углеводородов предельных С6-С10	<30	30 (ОБУВ)
9	Углеводороды предельны С12-С19	<0,5	1

По результатам мониторинга превышение ПДК на границе санитарно-защитной зоны по всем контрольным точкам не обнаружено.

2.2 Поверхностные и подземные воды

В рамках программы ПЭК проводятся мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод первых от поверхности водоносных горизонтов, принимающих на себя основную нагрузку при эксплуатации объектов месторождений. Мониторинговые скважины АО «Озенмунайгаз» располагаются в областях наибольшей технологической нагрузки и приурочены в основном к потенциальным источникам воздействия - нефтепромысловым объектам на территории месторождений, а также к полигонам отходов, шламонакопителей и амбаров.

В соответствии с программой ПЭК на 2023 год, периодичность контроля за состоянием водных ресурсов составляет 2 раза в год.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод выполнялись в последний раз в 3 и 4 кварталах 2023 года на наблюдательных скважинах с замером уровня воды, температуры и глубины наблюдательных скважин.

Отобранные пробы воды анализировались по следующим показателям: pH, азот аммонийный, нитриты, нитраты, нефтепродукты, фенолы, АПАВ, сухой остаток, ХПК, железо общее, медь, цинк.

Нормы ПДК загрязняющих веществ для подземных вод не питьевого назначения не установлены. Вместе с тем, можно отметить, что содержание тяжелых металлов и других загрязняющих веществ в грунтовых водах АО «Озенмунайгаз» находятся ниже установленных норм для водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования.

Мониторинг подземных вод выполнен на следующих площадках:

- НГДУ-1 Нефтепромысел;
- НГДУ-1 Шламонакопитель №7(ГУ-88);
- НГДУ-1 Полигон временного хранения токсичных промышленных отходов (ГУ-85) Шламонакопитель №8 (ГУ-85);

- Полигон временного хранения токсичных промышленных отходов (ГУ-57) Шламонакопитель № 11 (ГУ-57);
- НГДУ-2 Нефтепромысел;
- Полигон временного хранения токсичных промышленных отходов №38 Шламонакопитель №5 (ГУ-41);
- Шламонакопитель №6 (ГУ-46);
- НГДУ-3 Нефтепромысел;
- Шламонакопитель (ГУ-77);
- НГДУ-4 Нефтепромысел место, месторождение Узень;
- Шламонакопитель №2 (ГУ-10);
- Полигон временного хранение токсичных промышленных отходов (ГУ-110);
- Нефтепромысел месторождении Карамандыбас;
- УХ и Э Полигон временного хранения радиоактивных отходов;
- Полигон временного хранения низко-радиоактивных отходов.

2.3 Почвы

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв на газовых месторождениях осуществляют на стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявление тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

В соответствии с программой ПЭК на 2023 год, периодичность контроля за состоянием почв составляет: физико-химические свойства - 1 раз в три года (осенью), химические загрязнения- 2 раза в год (2-3 квартал).

Отобранные пробы анализировались по следующим показателям:

- *физ-хим. св-ва*: органическое вещество (гумус), общий азот, валовый фосфор, сухой (плотный) остаток, гранулометрический состав, pH, компоненты в водной вытяжке (Na+, K+, Ca2+, Mg2+, SO42-, CO32-, HCO3-, Cl-), емкость катионного обмена, обменные (поглощенные) катионы (Na+, K+, Ca2+, Mg2+);

- *хим. загрязнение*: нефтепродукты, содержание валовых форм свинца и кадмия, содержание подвижных форм меди, цинка и никеля.

Пробы почвы были отобраны на месторождение Карамандыбас – 4 точки.

Минимальные и максимальные концентрации загрязняющих веществ в почве по данным мониторинга за 2 квартал 2023 год приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2- Концентрации загрязняющих веществ (мг/кг) в почве

Наименование вещества	ПДК, мг/кг	2 квартал			
		Точка №5	Точка №6	Точка №7	Точка №8
Свинец	32,0	5,38	6,31	6,19	6,25
Кадмий	2,0	0,97	1,01	1,08	1,23
Медь	3,0	1,32	1,28	1,47	1,36
Цинк	23,0	16,73	15,38	17,85	16,16
Никель	4,0	3,87	3,28	2,98	3,08
Хлориды	-	0,60/0,021	0,58/0,021	0,54/0,021	0,7/0,025
Сульфаты	-	3,58/0,17	0,62/0,022	0,63/0,030	1,24/0,06

Гидрокарбонаты	-	0,27/0,016	0,3/0,018	0,25/0,015	0,25/0,015
Азот аммонийный	-	0,89	1,12	1,74	1,42

Анализ данных мониторинговых исследований показал, что концентрации тяжелых металлов в почве варьировалось в пределах:

- свинец – 5,38-6,31 мг/кг, что составляет 0,17- 0,2 ПДК;
- кадмий – 0,97-1,23 мг/кг, или 0,48-0,61 ПДК;
- медь – 1,23-1,47 мг/кг, или 0,41-0,49 ПДК;
- цинк – 15,38-17,85 мг/кг, или 0,66-0,77 ПДК;
- никель – 2,98-3,08 мг/кг или 0,74-0,77 ПДК.

Анализ результатов лабораторных исследований на содержание в почве свинца, кадмия, меди, цинка и никеля показал отсутствие превышение норм ПДК по всем загрязняющим веществам.

2.3.1 Сведения о наличии собственных полигонов, хранилищ

Полигоны для захоронения отходов на затрагиваемой территории отсутствуют.

Согласно действующей Программы управления отходами АО «Озенмунайгаз» на балансе имеется 5 полигонов для временного хранения токсичных промышленных отходов (ПВХТПО), 1 полигон временного хранения низкорадиоактивных отходов и 11 необорудованных законсервированных шламонакопителей замазученного грунта.

Полигоны для временного хранения токсичных промышленных отходов (ПВХТПО)

Наименование НГДУ	**Месторасположение полигона**	**Эксплуатация**	**С каких управлении завозят отходы**
НГДУ-1	ЦДНГ-2, ГУ-85	Функционирует	УПНиПО, НГДУ-1, НГДУ-3
	ЦДНГ-8, ГУ-57	Функционирует	
НГДУ-3	ЦДНГ-10, ГУ-16	Функционирует	
НГДУ-2	ЦДНГ-12, ГУ-38	Функционирует	НГДУ-2, НГДУ-4
НГДУ-4	ЦДНГ-6, ГУ-110	Функционирует	

ПВХТПО предназначены для размещения производственных отходов в основном асфальто-смолистых парафиновых отложений (далее - АСПО) и нефтешлама с низким содержанием сырой нефти в пределах не более 15%.

ПВХТПО отходовАО «Озенмунайгаз» спроектированы на основании нормативных документов (СНИП 2.01.28- 85).

ПВХТПО ГУ-16,38,57

Строительство действующих полигонов ПВХТПО ГУ-16, 38, 57 были согласованы заключением ГЭЭ №4/104 от 03.02.1997г., при этом эксплуатируются с 2000 года.

Полигоны имеют прямоугольную форму размерами 82х132 м, 132х162 м, 82х132 м.

Обвалование по контуру шириной по верху 2,0 м, внутренняя высота 5 м, наружная 2,0 м.

По периметру снаружи полигона, предусмотрена дренажная система по сбору ливневых стоков, которая представляет собой лоток размерами в сечении 1,0х4,0 м. Гидроизоляция дренажного лотка выполнена из гидроизоляционной пленки, щебня, пропитанного битумом до полного насыщения.

Устройство противофильтрационного экрана представляет собой:

- гидроизоляционная пленка;
- грунт, протравленный на глубину 20 см и обработанный жидким битумом или нефтью с уплотнением катками;

- черный щебень – 10 см;
- крупнозернистый асфальт – 8 см;
- мелкозернистый асфальт – 5 см;
- покрытие горячим битумом – 0,4 см, с посыпкой песком слоем 1 см.

Вокруг полигоны ограждаются металлическим ограждением из отработанных труб и штангов, высотой 1,8 м. Расстояние между стойками – 3 м. На въезде установлены ворота.

В настоящее вермя размещение отходов на данных полигонах не производится в связи с планируемой рекультивацией (остаточный объем размещенных отходов на ГУ-57 в количестве 4654т планируется переработать к началу 2022 года). При этом заключен договор за №1139-204 от 04.08.2021 года с ТОО «КазНИПИИнжиниринг» на разработку рабочего проекта по рекультивации нефтезагрязненных земель на полигонах ГУ-16, ГУ-38, ГУ-57.

ПВХТПО ГУ-85,110

Строительство действующих полигонов ПВХТПО ГУ-85,110 были согласованы заключением ГЭЭ №4/1611 от 13.04.2006 г., при этом эксплуатируются с 2009 года.

Площадка полигона ПВХТПО ГУ-85 представляет собой участок прямоуголной формы размерами 100х220м. На площадке размещаются две самостоятельные карты. Карты размерами по дну составляют 50,25м в длине и 30 м в ширине, глубина 4м. Общий объем обеих карт расчитан на размещение 50 000 т отходов.

Площадка полигона ПВХТПО ГУ-110 представляет собой участок прямоуголной формы размерами 250х142м. На площадке размещаются две самостоятельные карты. Карты размерами по дну составляют: по ширине - западная - 49м, восточная – 44,1м, в длине западная и восточная – 63,75 м, глубина 4 м. Общий объем обеих карт расчитан на размещение 50 000 т отходов.

Дренажная система по сбору ливневых стоков на полигонах идентична, состоит из дренажных труб и дренажной емкости для сбора воды на рабочий объем 10м^3.

Обвалование по контуру карт на полигонах идентично: шириной по верху 10,0 м, на высоту 1,5 м. Обвалование между картами шириной по верху 5м.

Устройство противофильтрационного экрана на полигонах также идентично и представляет собой:

- щебеночная подготовка с гудроном – 600 мм;
- песчанный слой фракцией не более 3 мм – 100 мм;
- полимерный экран – 8142м^2;
- защитный слой из песка – 100 мм;
- защитный слой из глины - 8142м^2.

Вокруг полигоны ограждаются металлическим ограждением из отработанных труб и штангов, высотой 1,8 м. Расстояние между стойками – 3 м. Предусмотрено здание КПП.

В настоящее время размещенных отходов на полигонах ГУ-85 и ГУ-110 нет. При этом планируется размещение отходов производства (АСПО, нефтешламы) в период 2021-2024 годы.

Полигон временного хранения низкорадиоактивных отходов.

Пункт временного хранения радиоактивных отходов (далее – ПВХРО) предназначен для временного хранения радиоактивных отходов, скопившихся на месторождениях Узень и Карамандыбас. ПВХРО был введен в эксплуатацию в 2001 году. Объект расположен в районе ГУ-40 на территории НГДУ-2. Площадь полигона составляет 5,2 га. Объем одной

траншеи – 432 м^3. Всего таких траншей – 64 ед., с общей мощностью хранения 27 тыс. тонн слаборадиоактивных отходов. Из них:

- радиоактивный нефтешлам;
- радиоактивный металлолом;
- радиоактивные окалина и соли, которые образуются на стенках нефтяного оборудования, труб и емкостей.

Пункт низкорадиоактивных отходов (далее – ПЗНРО) предназначен для централизованного сбора и хранения, загрязнённых естественными радионуклидами твердых отходов производства при разработке нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас с суммарной удельной радиоактивностью твердых отходов не выше 100 Бк/кг, или мощности дозы 0,3 мЗв/ч. Объект был введен в эксплуатацию в 2017 году. ПЗНРО размещен на обособленном участке в районе ГУ-110 на территории НГДУ-4 и представляет собой:

- объект, предназначенный для ЗНРО, объемом – 100 тыс. м^3;
- ежегодное поступление низкорадиоактивных отходов (далее – НРО) в среднем – 5000 м^3;
- площадь территории ПЗНРО – 9,37 га;
- срок работы ПЗНРО на прием отходов ~ 20 лет.

К радиоактивным отходам (далее – РАО) относятся: металлолом, нефтешлам, соли с внутренней поверхности труб, грунт в местах массивных изливов пластовой воды, содержащие радиоактивные вещества в количествах, превышающих величины, установленные действующими нормами и правилами и не подлежащие дальнейшему использованию на данном или каком-либо производстве.

Целью выполнения работ по обращению с отходами является обеспечение достоверной информацией об источниках образования отходов, учете объемов их образования, использовании, обезвреживании, размещении и передачи их сторонним организациям в порядке, установленным законодательством Республики Казахстан.

Сбор, сортировка и транспортировка РАО осуществляется силами производственно-структурного подразделения (далее – ПСП) в лице Управления химизации и экологии (далее – УХиЭ), в чьём ведомственном подчинении находятся ПВХРО и ПЗНРО.

Радиоактивные отходы на ПВХРО поступают с производственно структурных подразделений АО ОМГ, образованные в процессе нефтедобычи.

Полигон состоит из следующих площадок:

Площадка для хранения нефтешлама и замазученной земли;

Площадка для складирования радиоактивных металлоотходов;

Площадка дезактивации спецтранспорта и оборудования;

Площадка чистой зоны, предназначенная для обеспечения обслуживающего персонала необходимыми санитарно-бытовыми удобствами;

Печь УН-0,2 для обогрева помещения в зимний период.

Дезактивация низкорадиоактивного металлолома производится ТОО «Uts llc» согласно заключенному договору.

Необорудованные шламонакопители замазученного грунта

Наименование НГДУ	**Месторасположение полигона**	**Эксплуатация**

НГДУ-1	ЦДНГ-8, ГУ-57	Законсервирован
	ЦДНГ-2, ГУ-88	Законсервирован
	ЦДНГ-2, ГУ-85	Законсервирован
НГДУ-2	ЦДНГ-3, ГУ-41	Законсервирован
	ЦДНГ-9, ГУ-46	Законсервирован
НГДУ-3	ЦДНГ-1, ГУ-3	Законсервирован
	ЦДНГ-5, ГУ-77	Законсервирован
	ЦДНГ-10, ГУ-16	Законсервирован
НГДУ-4	ЦДНГ-7, ГУ-121	Законсервирован
	ЦДНГ-6, ГУ-110	Законсервирован
	ЦДНГ-4, ГУ-27	Законсервирован

11 необорудованных законсервированных шламонакопителей замазученного грунта были переданы приказом №01-04/128-ВН от 08.07.2015 г. Управлением природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области в АО «Озенмунайгаз» (на основании решения суда) с целью переработки накопленных отходов.

Также между Министерством экологии, геологии и природных ресурсов РК и АО «КазМунайГаз» (в составе АО «Каражанбасмунай», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Озенмунайгаз») 6 августа 2019 года был заключен Меморандум о сотрудничестве в сфере охраны окружающей среды, в рамках которого АО «Озенмунайгаз» взяло на себя обязательства в период 2020-2024 годы по переработке отходов, накопленных на необорудованных шламонакопителях и очистки нефтезагрязненных земель в пределах контрактных территорий (исторические загрязнения) в объеме 1365 тыс.м^3.

2.4 Биоразнообразие рассматриваемого района

2.4.1 Растительность

Мониторинг растительности производится в комплексе с изучением почвенного покрова, для того, чтобы более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции. Периодичность наблюдений за состоянием растительного мира предусматривается 2 раза в год (весенний и осенний период). Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем.

На территории месторождений было отмечено 122 вида, относящихся к 32 семействам и 94 родам. Флористический список составлен на основе данных наших полевых исследований и сведений, имеющихся в литературных источниках и архивных материалах (Димеева Л.А., Пермитина В.Н. 2001; Димеева Л.А., Пермитина В.Н., 2003; Экологический аудит, 2000 г.).

Наибольшим количеством видов представлены семейства маревых (Chenopodiaceae), сложноцветных (Asteraceae), крестоцветных (Brassicaceae), злаковых (Poaceae), гречишных (Polygonaceae).

Большинство видов, произрастающих на территории месторождений, является пустынными видами, остальные относятся к видам переувлажненных местообитаний, паразитирующим и сорным. Основная часть видов, произрастающих на территории месторождения, является однолетниками, за ними по количеству представителей следуют травянистые многолетники, полукустарники и кустарники.

Более подробная схема районирования территории Мангышлака с единицами районирования ниже ранга подпровинции представлена в работе И.Н. Сафроновой (1996 г.), согласно которой, район месторождений принадлежит к Сахаро-Гобийской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северо-туранской провинции, Западносеверо-туранской подпровинции и находится в Узенском районе Центральномангышлакского округа.

Для растительного покрова, как округа, так и района характерны следующие черты (Сафронова, 1996 г.):

- однообразие;
- комплексность;
- доминирование белоземельнополынных и биюргуновых фитоценозов;
- своеобразные гемипетрофитные комплексы, в которых принимают участие сообщества Anabasisbrachiata и Nanaphytonerinaceum;
- приуроченность ценозов Artemisiagurganica к такырам.

Распределение растительного покрова территорий месторождений отражено на карте растительности. Следует отметить, что растительность, близкая к коренной (фоновой) зональной растительности, сохранилась на территории месторождений лишь фрагментарно, по периферии месторождений.

Для равнин разного уровня в западной и центральной части территории месторождений, где преобладают серо-бурые суглинистые солонцеватые почвы и солонцы характерны белоземельнополынные (Artemisia terrae-albae, местами с Artemisia lerchiana, A. gurganica и кереуком (Salsola orientalis)), злаково-кеуреково-полынные (Artemisia terrae-albae, A. gurganica, Salsola orientalis, Agropyron fragile, Stipa caspia) с Salsola arbuscula, биюргуновые (Anabasis salsa) пустынные сообщества. Соотношение биюргунников и белоземельнополынников по площади не постоянно, но в большинстве случаев преобладают биюргунники, на них приходится не менее 50 % площади. В составе сообществ этих комплексов обильны однолетники – мортук (Eremopyrum orientale), рогоглавник (Ceratocephala falcata), клоповник пронзеннолистный (Lepidim perfoliatum), лепталеум нителистный (Leptaleum filifolium). В настоящее время эти пустыни сохранились лишь на участках, прилегающих к границам месторождений.

На серо-бурых легкосуглинистых солонцеватых почвах наклонной волнисто-увалистой равнины распространены злаково-полынные (Artemisia terra-albae, Agropyron fragile, Stipa caspia) с Haplophyllum obtusifolium и Salsola arbuscula сообщества, которые образуют сочетания с тамарисковыми (Tamarix ramossisima) зарослями в руслах временных водотоков, которые часто загрязнены разливами нефти.

В восточной части территории месторождений наклонная волнистая равнина с серо-бурых солонцеватыми почвами и солонцами занята комплексными полынными (Artemisiaterrae-albae, A. gurganica, Eremopyrumorientale), полынно-биюргуновыми (Anabasissalsa, Artemisiaterrae-albae), итсигековыми (Anabasisaphylla) с адраспаном (Peganumharmala) сообществами. Эта часть территории объекта испытывает значительное влияние выпаса, поэтому в составе сообществ обильны итсигек, адраспан, мортуки местами. На эродированных почвах и выходах пород здесь преобладают ежовниковые (Anabasisbrachiata) и тасбиюргуновые (Nanophytonerinaceum) группировки, в многочисленных ложбинах с лугово-бурыми почвами - кустарниково-полукустарниковые

(Atraphaxisreplicata, Convolvulusfruticosus, Rhamnussintenisii) с участием злаков (Poabulbosa, Stipacaspica), тамарисковые (Tamarixhispida, T. ramosissima) сообщества.

На эродированных склонах впадин и плато с серо-бурыми эродированными и малоразвитыми почвами развиваются разреженные тасбиюргуново-биюргуновые (Anabasis salsa, A.brachiata, Nanophyton erinaceum) группировки, полукустарниково-кустарниковые (Salsola arbuscula, Convolvulus fruticosus, Atraphaxis replicata) сообщества (рис. 2.6). Они часто образуют сочетания с тамарисковыми (Tamarix hispida, T. ramosissima) и поташниковыми (Kalidium caspicum) фитоценозами в логах и руслах временных водотоков. Иногда в таких местообитаниях встречаются отдельные деревья черного саксаула (Haloxylon aphyllum). На склонах впадин сверху вниз обнажаются известняки, мелы и гипсоносные глины. Последние обычно лишены растительности. На мелах распространены очень разреженные тасбиюргуновые и ежовниковые, местами кермековые группировки (Limonium suffruticosum). На мелкоземистых частях склонов, сложенных известняками, доминируют белоземельнополынники, с высоким обилием то Anabasis brachiata, то Ephedra aurantiaca, то Salsola orientalis.

Рисунок 2.1- Белоземельнополынные сообщества(Artemisiaterra-albae, Anabasissalsa)

Рисунок 2.2-Мортуково-биюргуновые сообщества (Anabasissalsa, Eremopyrumorientale, Lepidiumperfoliatum)

Рисунок 2.3 - Разреженные тасбиюргуново-биюргуновые группировки(Anabasis salsa, A.brachiata, Nanophyton erinaceum)

а) Саксаул черный

б) Песчаная акация

Рисунок 2.4 -Типичные представители растительности средних пустынь

Характерным элементом растительности верхних частей склонов чинка месторождения являются кустарниковые (Rhamnus sintenisii, Atraphaxis replicata, Ephedra distachya, E. aurantiaca, Kalidium caspicum, Convolvulus fruticosus) и кеуреково-полынные (Artemisia terra-albae, A. gurganica, Salsola orientalis, Agropyron fragile) сообщества, а также петрофитные группировки (Anabasis truncata, A. salsa, Nanophyton erinaceum, Echinops ritro). У выходов пластовых вод формируются тамарисковые (Tamarix hispida, T. laxa, T. elongata) и тростниковые сообщества (Phragmites australis, Karelinia caspia, Climacoptera brachiata).

Такыры, встречающиеся на участке, либо лишены растительности, либо зарастают разреженными итсигековыми (Anabasis aphylla), ежовниковыми (Anabasis brachiata), биюргуновыми (Anabasis salsa), курчавковыми (Atraphaxis replicata), гурганскополынными (Artemisia gurganica) группировками, иногда с пятнистым распределением сообществ, главным образом курчавково-гурганскополынных.

На пухлых и такыровидных солончаках, которые распространены в урочище Куркызылсаай и по нижним частям чинковых склонов и конусов выноса преобладают разреженные поташниковые (Kalidium caspicum), часто с тамариском (Tamarix hispida, T. ramosissima), биюргуновые (Anabasis salsa), однолетнесолянковые (Climacoptera lanata, C. crassa, Salsola nitraria, Suaeda acuminata), кеуреково-биюргуновые (Anabasis salsa, Salsola orientalis) сообщества, образующие сочетания с курчавковыми (Atraphaxis replicata) и тамарисковыми (Tamarix hispida, T. ramosissima) по руслам временных водотоков. На мокром техногенном солончаке формируются поташниковые (Kalidiumcaspicum),

шведовые (Suaedamicrophylla), тамарисковые (Tamarixhispida, T. laxa, T. elongata), солеросовые (Salicorniaeuropea) группировки.

В руслах водотоков доминируют кустарниковые (Tamarix hispida, T. ramosissima, Kalidium caspicum, Nitraria schoberi, Halocnemum strobilaceum), а также тростниковые (Phragmites australis) и кермековые (Limonium suffruticosum) сообщества.

Как уже было упомянуто выше, растительный покров, близкий к зональной фоновой растительности сохранился лишь фрагментарно. В настоящее время, растительность участка представлена, в основном, вторичными сообществами, которые сменили естественные фитоценозы после хозяйственного освоения территории.

На равнинах разного уровня с серо-бурыми солонцеватые почвами и солонцами, прежде занятых комплексами биюргуновых (Anabasis salsa), белоземельнополынных (Artemisia terrae-albae, A. gurganica, Salsola orientalis) и биюргуново-тасбиюргуновых (Nanophyton erinaceum, Anabasis brachiata, A. salsa) сообществ, сейчас преобладают техногеннонарушенные участки без растительности и антропогеннопроизводные сообщества, лишь местами можно встретить "островки" фоновых сообществ. Вторичные производные сообщества представлены здесь, главным образом, очень разреженными однолетнесолянковыми (Salsola nitraria, Climacoptera crassa, C. brachiata, Lepidium perfoliatum), адраспановыми (Peganum harmala), мортуково-полынными (Artemisia terrae-albae, Eremopyrum orientale) группировками. В неглубоких понижениях на равнинах, куда стекают технические воды, загрязненные нефтью, формируются гидроморфные и полугидроморфные тамарисковые (Tamarix ramossisima) и тростниково-жантаковые (Phragmites australis, Alhagi pseudoalhagi) фитоценозы.

Механически нарушенные участки на сильно засоленных, малоразвитых и эродированных почвах, такырах и солончаках долго не зарастают. Пионерами зарастания обычно здесь являются виды, которые произрастают в таких местообитаниях (Anabasis salsa, A. brachiata, A. aphylla), а также однолетники (Lepidim perfoliatum, Salsola nitraria, Climacoptera crassa, C. brachiata, Eremopyrum orientale). Подтопление солончаков приводит к формированию на них поташниковых (Kalidium caspicum), шведовых (Suaeda microphylla), тамарисковых (Tamarix hispida, T. laxa, T. elongata), солеросовых (Salicornia europea) группировок на месте разреженных сарсазанников.

В настоящее время, растительный покров участка представлен, в основном, разреженными вторичными сообществами однолетнесолянковыми (Salsola nitraria, Climacopteracrassa, C. brachiata, Lepidiumperfoliatum), адраспановыми (Peganum harmala), мортуково-полынными (Artemisia terrae-albae, Eremopyrum orientale) группировками, которые сменили естественные фитоценозы после хозяйственного освоения территории.

Таблица 2.3 - Список флоры территории

Семейство	Название вида на латинском языке	Название вида на русском языке
Alliaceae J. Agardh	Allium caspium	Лук каспийский
	Alliumsabulosum	Лук песчаный
Amaranthaceae Juss1.	Amarantus blitoides	Щирица жминдовидная
Apiaceae Lindl.	Ferula canescens	Ферула седеющая
Asclepiadaceae R.Br.	Cynanchum sibiricum	Цинанхум сибирский
Asparagaceae Juss.	Asparagus breslerianus	Спаржа Бреслера
Asteraceae Dumort	Acroptilon repens	Горчак ползучий

Asteraceae Dumort	Artemisia gurganica	Полынь гурганская
Asteraceae Dumort	Artemisia lerchiana	Полынь Лерха
Asteraceae Dumort	Artemisia scoparia	Полынь веничная
Asteraceae Dumort	Artemisia terrae-albae	Полыньбелоземельная
Asteraceae Dumort	Centaurea adpressa	Василек прижаточешуйчатый
Asteraceae Dumort	Cousinia onopordioides	Кузиния татарниковидная
Asteraceae Dumort	Echinops ritro	Мордовник обыкновенный
Asteraceae Dumort	Epilasia hemilasia	Эпилазия полушерстистая
Asteraceae Dumort	Heteracia szovicii	Гетерация Шовица
Asteraceae Dumort	Karelinia caspia	Карелиния каспийская
Asteraceae Dumort	Koelpinia linearis	Кельпиния линейная
Asteraceae Dumort	Lactuca tatarica	Латук татарский
Asteraceae Dumort	Scorzonera pusilla	Козелец
Asteraceae Dumort	Senecio noeanus	Крестовник Ноевский
Asteraceae Dumort	Tanacetum achilleifolium	Пижма тысячелистниковая
Asteraceae Dumort	Xanthium strumarium	Дурнишник обыкновенный
Berberidaceae Juss.	Leontice incerta	Леонтица сомнительная
Boraginaceae Juss.	Arnebia decumbens	Арнебия простертая
Boraginaceae Juss.	Heliotropium dasycarpum	Гелиотроп волосистоплодный
Boraginaceae Juss.	Heliotropium ellipticum	Гелиотроп эллиптический
Boraginaceae Juss.	Lappula spinocarpus	Липучка колючеплодная
Boraginaceae Juss.	Nonnea caspica	Нонея каспийская
Brassicaceae Burnett	Alyssum turcestanicum	Бурачок туркестанский
Brassicaceae Burnett	Diptychocarpus strictus	Двоякоплодник прямой
Brassicaceae Burnett	Goldbachia laevigata	Гольдбахия гладкая
Brassicaceae Burnett	Lahnoloma lehmannii	Шерстистоплодник Лемана
Brassicaceae Burnett	Lepidium perfoliatum	Клоповник пронзеннолистный
Brassicaceae Burnett	Leptaleum filifolium	Лепталеум нителистный
Brassicaceae Burnett	Matthiola chenopodiifolia	Левкой марелистный
Brassicaceae Burnett	Megacarpaea megalocarpa	Крупноплодник крупноплодный
Brassicaceae Burnett	Strigosella africana	Стригозелла африканская
Brassicaceae Burnett	Strigosellacircinnata	Стригозелла завитая
Brassicaceae Burnett	Strigosella grandiflora	Стригозелла крупноцветковая
Brassicaceae Burnett	Tetracme quadricornis	Четверозубец четырехрогий
Caryophylaceae Juss.	Acanthophyllum korolkowii	Колючелистник Королькова
Caryophylaceae Juss.	Holosteum glutinosum	Костенец клейкий
Chenopodiaceae Vent.	Anabasis aphylla	Ежовник безлистный
Chenopodiaceae Vent.	Anabasis eriopoda	Ежовник шерстистоногий
Chenopodiaceae Vent.	Anabasis salsa	Ежовник солончаковый
Chenopodiaceae Vent.	Atriplex saggitata	Лебеда
Chenopodiaceae Vent.	Atriplex tatarica	Лебеда татарская
Chenopodiaceae Vent.	Ceratocarpus utriculosus	Рогач сумчатый
Chenopodiaceae Vent.	Chenopodium album	Марь белая
Chenopodiaceae Vent.	Climacoptera brachiata	Климакоптера супротивнолистная
Chenopodiaceae Vent.	Climacoptera crassa	Климакоптера мясистая
Chenopodiaceae Vent.	Girgensohnia oppositiflora	Гиргензония супротивноцветковая
Chenopodiaceae Vent.	Halimocnemis karelinii	Галимокнемис Карелина
Chenopodiaceae Vent.	Halimocnemis sclerosperma	Галимокнемис твердоплодный
Chenopodiaceae Vent.	Halocnemum strobilaceum	Сарсазан шишковатый
Chenopodiaceae Vent.	Halothamnus subaphyllus	Галотамнус (элления) малолистный
Chenopodiaceae Vent.	Haloxylon aphyllum	Саксаул черный
Chenopodiaceae Vent.	Horaninovia ulicina	Гораниновия улексовидная
Chenopodiaceae Vent.	Kalidium caspicum	Поташник каспийский
Chenopodiaceae Vent.	Kochia laniflora	Кохия пушистоцветковая
Chenopodiaceae Vent.	Kochia prostrata	Кохия простертая
Chenopodiaceae Vent.	Kochia scoparia	Кохия метельчатая
Chenopodiaceae Vent.	Krascheninnikovia ceratoides	Терескен

Chenopodiaceae Vent.	Nanophyton erinaceum	Тасбиюргун
Chenopodiaceae Vent.	Petrosimonia triandra	Петросимония трехтычинковая
Chenopodiaceae Vent.	Salicornea europea	Солерос европейский
Chenopodiaceae Vent.	Salsola arbuscula	Солянка деревцовидная
Chenopodiaceae Vent.	Salsola australis	Солянка южная
Chenopodiaceae Vent.	Salsola foliosa	Солянка олиственная
Chenopodiaceae Vent.	Salsola nitraria	Солянка натронная
Chenopodiaceae Vent.	Salsola orientalis	Солянка восточная
Chenopodiaceae Vent.	Suaeda acuminata	Шведа заостренная
Chenopodiaceae Vent.	Suaeda crassifolia	Шведа толстолистная
Chenopodiaceae Vent.	Suaeda prostrata	Шведа простертая
Convolvulaceae Juss.	Convolvulus fruticosus	Вьюнок кустарниковый
Cyperaceae Juss.	Carex physodes	Осока вздутоплодная
Ephedraceae Dumort.	Ephedra aurantiaca	Хвойник (эфедра) золотистый
Ephedraceae Dumort.	Ephedra distachya	Хвойник (эфедра) двуколосковая
Euphorbiaceae Juss.	Euphorbia sequieriana	Молочай Сигиера
Fabaceae Lindl.	Alhagi pseudalhagi	Верблюжья колючка
Fabaceae Lindl.	Astragalus dolichophyllus	Астрагал длиннолистный
Fabaceae Lindl.	Astragalus sp.	Астрагал
Fabaceae Lindl.	Trigonella arcuata	Пажитник дугообразный
Geraniaceae Juss.	Erodium oxyrhynchum	Журавельник остроносый
Liliaceae Juss.	Rhinopetalum karelinii	Ринопеталум Карелина
Lamiaceae Lindl.	Eremostachys tuberosa	Пустынноколосник клубненосный
Limoniaceae Lincz.	Limonium suffruticosum	Кермек кустарничковый
Nitrariaceae Bercht.&J.Presl	Nitraria schoberi	Селитрянка Шобера
Papaveraceae Juss.	Papaver pavonium	Мак павлиний
Papaveraceae Juss.	Roemeria hybrida	Ремерия помесная
Peganaceae (Engl.) Tiegh. ex Takht.	Peganum harmala	Адраспан
Poaceae Barnhart	Aeluropus littoralis	Прибрежница солончаковая
Poaceae Barnhart	Agropyron fragile	Житняк ломкий
Poaceae Barnhart	Anisantha tectorum	Анизанта кровельная
Poaceae Barnhart	Eremopyrum buonapartis	Мортук Бонапарта
Poaceae Barnhart	Eremopyrum orientale	Мортук восточный
Poaceae Barnhart	Eremopyrum triticeum	Мортук пшеничный
Poaceae Barnhart	Phragmites australis	Тростник южный
Poaceae Barnhart	Poa bulbosa	Мятлик живородящий
Poaceae Barnhart	Stipa caspia	Ковыль каспийский
Poaceae Barnhart	Atraphaxis replicata	Курчавка отогнутая
Polygonaceae Juss	Atraphaxis spinosa	Курчавка шиповатая
Polygonaceae Juss	Calligonum sp.	Жузгун
Polygonaceae Juss	Polygonum aviculare	Горец птичий
Polygonaceae Juss	Rheum tataricum	Ревень татарский
Ranunculaceae Juss.	Ceratocephala testiculata	Рогоглавник яичкоплодный
Ranunculaceae Juss.	Consolida rugulosa	Консолида (живокость) мелкоморщинистая
Ranunculaceae Juss.	Ranunculus platispermus	Лютик плоскосемянный
Rhamnaceae Juss.	Rhamnus sintensii	Жостер Синтениса
Rutaceae Juss.	Haplophyllum obtisifolium	Цельнолистник туполистный
Scrophulariaceae Juss.	Linaria leptoceras	Льнянка тонкошпоровая
Scrophulariaceae Juss.	Veronica amoena	Вероника приятная
Solanaceae Juss.	Lycium ruthenicum Murr.	Дереза русская
Tamaricaceae Link	Tamarix hispida	Гребенщик щетиноволосистый
Tamaricaceae Link	Tamarix laxa	Гребенщик (тамариск) рыхлый
Tamaricaceae Link	Tamarix ramosisima	Гребенщик (тамариск) многоцветковый
Tamaricaceae Link	Tamarix elongata	Гребенщик (тамариск) удлиненный

Zygophyllaceae R.Br.	Malacocarpus crithmifolius	Мягкоплодник кримолистный
Zygophyllaceae R.Br.	Zygophyllum fabago	Парнолистник обыкновенный
Zygophyllaceae R.Br.	Zygophyllum pinnatum	Парнолистник крупнокрылый

Всего на территории Мангистауской области произрастает 622 вида растений, из которых 6 видов занесены в Красную книгу Казахстана.

2.4.2 Состояние растительного покрова месторождения

Во 2 квартале 2023 года проведенные наблюдения за растительностью показали, что на территории деятельности Компании в основном сформированы сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (Festucavalesiaca, F.beckerii) и ковыля- тырсы (Stipasareptana). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (Stipacapillata, Koeleriagracilis, Agropyronflagile) и полыни (Artemisialerchiana, A.austriaca). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (Potentillabifurca, Dianthusltptopetalus, Linosyristatarica, Tagacetummillefolium). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (Spiraeahypericifolia), караганы кустарниковой (Caraganafrutex).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковылковые (Stipalessindiana, S.capillata), еркеково- тырсиковые (Stipasareptana, Agropyronflagile), житняково-тырсиковые (Stipasareptana, Agropyroncristatum) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (Artemisialerchana). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (Euphorbiasequierana), цмин песчаный (Helishrisumarenarium), полынь песчаная (Artemisiaarenaria), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (Achilleamillefolium). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (Agropyronramosum), пырейные (Elytrigiarepens) с разнотравьем (Galiumverum, Thalictrumminus, Tragopogonstepposum). Редких видов в составе растительных сообществ в районе работ, таких как редкие виды тюльпанов (Tulipabiebersteiniana, T.biflora, T.schrenkii) во время проведения мониторинга зафиксировно не было.

2.4.3 Животный мир

Животный мир рассматриваемой территории характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью.

Ведущую роль среди животного населения играют членистоногие, пресмыкающиеся, рептилии, млекопитающие и птицы. Выравненность рельефа, сильная засоленность почв наличие большой сети солончаков с обедненной растительностью, резко континентальный суровый климат, все это является причиной обедненности батрахо- и герпетофауны исследуемого района.

Земноводные

Из числа амфибий на рассматриваемой территории распространен один вид – зеленая жаба. Этот вид имеет широкую экологическую пластичность, что позволяет ему переносить высокую сухость воздуха, перепады температуры, а также использовать для икрометания временные водоемы. При дефиците воды использует лужи, образованные от таяния снега или прошедших дождей. Ведет преимущественно сумеречный и ночной образ жизни. Активна 7 месяцев в году. В дневное время в качестве убежищ использует покинутые норы грызунов или зарывается в мягкий грунт. Зеленая жаба, уничтожая

большое количество вредных беспозвоночных, существенно ограничивает чрезмерный рост их численности. Повсеместно является одним из полезнейших животных.

Пресмыкающиеся

В составе фауны пресмыкающихся района представлены виды, свойственные пустынным ландшафтам Восточного Прикаспия. Из них 1 вид из семейства черепах, 3 – из семейства гекконовых, 1 – из семейства агамовых, 6 – из семейства ящериц, 2 – из семейства ужей и 1 – из семейства ямкоголовых.

Рисунок 2.5- Среднеазиатская черепаха

Среднеазиатская черепаха. Имеет чрезвычайно короткий срок активной жизни в году. В районе исследований они пробуждаются весной при появлении первой эфемерной растительности и впадают в спячку в июне, когда растительность начнет засыхать и содержание влаги в ней станет ниже 10 %. Летняя спячка черепах непосредственно переходит в зимнюю, так что продолжительность их активной жизни редко превышает 3-4 месяца. Там, где весной можно за один день найти сотни черепах, летом не остается даже следов, указывающих на их присутствие. Ведет дневной образ жизни. Имеет промысловое значение.

Пискливый геккончик. Обитает в песчаной, глинистой и каменистой пустынях. Ведет преимущественно ночной образ жизни. Активность около 7 месяцев в году.

Сцинковый геккон. Обитает на барханных и закрепленных песках, на такырообразных площадках и на участках глинистых равнин. Длина тела до 10-11 см. Голова большая и угловатая с тупой мордой и крупными навыкате глазами, которые ночью в свете фонаря горят, как рубины. Питается различными жуками, реже другими насекомыми и паукообразными. Яйца откладывает в середине июня - июле. Деятелен 6-7 месяцев в году (март-ноябрь), остальное время проводит в зимовочных норах. Ночной вид.

Гребнепалый геккон. Населяет барханные и слабозакрепленные пески в пустынях. Длина тела до 5-6 см. Пальцы с боков оторочены бахромой из роговых зубчиков. Выглядят розоватыми из-за полупрозрачной кожи. От заднего края глаза, вдоль боков шеи и примерно до середины туловища тянется тёмная широкая полоса, разбивающаяся затем на отдельные пятна. Активен со второй половины апреля до конца сентября. Яйца откладывает в конце мая - июне. Молодые появляются в конце июля. Активность проявляет ночью.

Серый геккон. Обитатель пустынных и культурных ландшафтов. Активен 6 месяцев. Преимущественно ведет ночной образ жизни. Показатели численности этого вида невысоки и поддерживаются на уровне 1,5 особей на км маршрута.

Рисунок 2.6- Серый геккон

Каспийский геккон. Распространен на пространстве между Каспием и Аралом. Места обитания приурочены как к пустынным равнинным, так и к культурным ландшафтам. Активность длится 6 месяцев, ведет дневной и сумеречный образ жизни. Немногочислен.

Степная агама. Обитает в пустынях разного типа. В рассматриваемом районе одна из наиболее самых крупных и многочисленных ящериц (до 3-4 особей на км маршрута). Зимовка длится около 6 месяцев. Дневной вид. В летнюю жару часто забирается на верхние ветви кустов, где часами сидит неподвижно.

Такырная круглоголовка. Ящерица пустынь и полупустынь. Придерживается такыров, глинистых и пустынных участков. Активна 6 месяцев в году, ведет дневной образ жизни. Относится к числу широко распространенных и многочисленных видов ящериц в рассматриваемом районе. Показатели численности аналогичны предыдущему виду.

Ушастая круглоголовка. Типичный обитатель голых и слабозакрепленных песков. Период активности составляет около 6 месяцев. Ведет дневной образ жизни.

Пустынный гологлаз. Обычен в увлажненных биотопах и рядом с жильем человека. Отличается одноцветной серовато-оливковой или светло-бурой окраской средней части спины. Длина до 13 см. Основной корм - мелкие насекомые. Спариваются в середине весны. Кладка 3-6 яиц происходит в мае - начале июня.

Быстрая ящурка. Относится к фоновым видам песчаных участков, реже встречается на песчано-щебнистых участках, лессовых и суглинистых почвах. Дневной вид с активностью до 7-8 месяцев в году.

Ящурка разноцветная. Наиболее массовый вид ящериц в глинистых, солончаковых и отчасти песчаных местообитаниях района. Ее численность в наиболее благоприятных глинистых биотопах может превышать 5 особей на км маршрута. Ведет дневной образ жизни. Период активности составляет 6-7 месяцев в году.

Средняя ящурка. Обитает на твердых грунтах – глинистой, щебнистой пустынях и закрепленных плотных песках. Активна 6-7 месяцев. Дневной, малочисленный вид.

Полосатая ящурка. Местами обитания служат развеваемые и полузакрепленные пески с редкой растительностью. Период активности не превышает 5-6 месяцев. Ведет дневной образ жизни. В количественном отношении малочислен.

Узорчатый полоз. Встречается в самых разнообразных биотопах с невысокой численностью, предпочитая участки с мезофильной растительностью. Активен 7 месяцев. Дневной вид. Не ядовит.

Рисунок 2.7 -Стрела-змея

Стрела-змея. Обычный вид, обитающий в закрепленных и полузакрепленных песках, глинистых и лессовых участках. Активен 7 месяцев. Дневной вид. Эта змея ядовита для мелких животных, для человека безвредна.

Обыкновенный щитомордник. Широко распространен, но численность невысока. Места обитания приурочены к глинистым, лессовым, щебнистым пустыням и культурному ландшафту. Активен 7 месяцев. Летом ведет преимущественно сумеречный и ночной образ жизни, в остальное время года – дневной. Ядовит.

Птицы

По данным многолетних наблюдений орнитофауна Восточного Прикаспия насчитывает 278 видов птиц (табл. 2.4). Однако большая их часть представлена видами, встречающимися здесь на пролете (164 вида). К числу гнездящихся относятся 88 видов, к зимующим и оседлым – 26 видов. Среди них имеются представители редких и исчезающих видов, внесенных в Красную книгу Казахстана.

Наиболее широко представлена в регионе группа птиц водно-болотного комплекса, насчитывающая более 120 видов. Однако зона их обитания ограничена и приурочена к водной акватории и береговой линии Каспия. Наиболее высокая численность птиц в прибрежных местообитаниях отмечена в период сезонных миграций, когда весной здесь регистрировали до 220 птиц на 1 км береговой полосы, а осенью их численность увеличивается более чем в 4 раза, достигая иногда 1000 особей/км. Причем значительная часть птиц водного и водно-болотного комплекса представлена объектами любительской охоты (многие виды уток, лысухи, некоторые кулики).

Авифауна наземных биотопов в рассматриваемом районе не столь разнообразна как в прибрежных местообитаниях. Наиболее плотно населены песчаные массивы, где численность птиц в гнездовый период достигает 60 особей на 1 км маршрута. В целом в наземных местах обитания средняя плотность населения птиц не превышает 17 особей/км.

Из гнездящихся в наземных биотопах птиц встречается 5 видов хищных (луговой лунь, курганник, степной орел, могильник, обыкновенная пустельга), 2 вида журавлеобразных (журавль-красавка и джек), 2 вида куликов (авдотка и азиатский зуек), 3 вида голубеобразных (сизый голубь, чернобрюхий рябок и саджа), 2 вида сов (филин и домовый сыч), 4 вида ракшеобразных (золотистая и зеленая щурки, сизоворонка и удод), и 15 видов воробьиных. Фоновыми видами в наземных местах обитания являются малые жаворонки, каменки и щурки.

В период сезонных миграций численность птиц здесь значительно повышается, причем в это время встречаются как птицы пустынных и полупустынных ландшафтов

(жаворонки и каменки), так и представители древесно-кустарниковых биотопов, водных, околоводных и луговых местообитаний.

Период осенних миграций птиц в Восточном Прикаспии начинается в июле с отлета каспийского зуйка и длится почти до декабря. Рассматриваемую территорию пересекают на пролете и кочевках виды птиц, гнездящиеся в Западном Казахстане, Западной Сибири и на востоке европейской части России. Большинство их летит широким фронтом, часть концентрируется вдоль «экологических русел» пролета.

Основные пролетные магистрали проходят по долине Эмбы, Устюрту и Каспийскому побережью. Устюртским путем мигрирует около 60 видов птиц, в основном древесно-кустарниковых и околоводных. Эмбинский путь является по преимуществу руслом пролета водоплавающих птиц, но здесь движутся и виды иной экологической специализации. Близ моря этот путь раздваивается: некоторые птицы направляются на запад, в сторону Урала и Волги, другие же сворачивают на юг, в сторону Мангышлака. Эта вторая ветвь (приморский путь) принимает некоторое количество птиц, летящих с низовий Урала, Уила и Сагиза. Приморским путем мигрирует не менее 50 видов, преимущественно из группы водных и околоводных форм. Этот путь имеет две самостоятельные параллельные ветви, образовавшиеся в результате «расслаивания» единой магистрали под влиянием смещения береговой линии Каспия. Водные птицы меняли путь своего пролета вслед за изменением уровня моря, следуя вдоль уреза воды; дендрофильные и прочие виды продолжали двигаться по бурьянникам вдоль древней береговой линии. В итоге эти два потока оказались раздвинутыми на десятки километров и ныне представляют собой самостоятельные пролетные русла.

Лежащую между Каспием и Устюртом пустыню птицы пересекают широким фронтом в южном, юго-западном и западном направлениях, причем большинство из них летит через прикаспийскую равнину почти без остановок. Их доля в общей массе связанных с пустыней птиц не превышает 5 %; остальные представляют равнинные виды.

Таблица 2.4- Видовой состав птиц Восточного Прикаспия

Вид	Количество подвидов
1	**2**
1. Гагары	2
2. Поганка	4
3. Веслоногие	3
4. Голенастые	10
5. Пластинчатоклювые	23
6. Хищные птицы	23
7. Куриные	1
8. Журавлеобразные	13
9. Ржанкообразные	42
10.Голубеобразные	4
11.Кукушкообразные	1
12.Совы	4
13.Козодеобразные	1
14.Стрижеобразные	1
15.Ракшеобразные	4
16.Воробьиные	1
17.Жаворонки	7
18.Ласточки	3
19.Трясогузки	3
20.Сорокопуты	1
21.Дроздовые	13

22.Славковые	11
23.Овсянковые	4
24.Вьюрковые	5
25.Ткачиковые	3
26.Скворцы	2
27.Вороновые	3

Млекопитающие

Териофауна рассматриваемого района представлена в основном пустынным фаунистическим комплексом, а также широко распространенными в Палеоарктике видами. По данным исследований, проведенных в разные годы, современный состав фауны млекопитающих района включает в себя 31 вид животных. Из них 3 вида относятся к отряду насекомоядных, 1 – к рукокрылым, 8 – к хищным, 1 – к парнокопытным, 16 – к грызунам и 2 вида к зайцеобразным.

Отряд *Insectivora* – Насекомоядные

Ушастый еж. Широко распространенный в аридной зоне Казахстана зверек. В районе исследований обычный оседлый вид. При специальных поисках на участках в 4-5 га, иногда обнаруживается до 7-8 особей. Перемещения у него наблюдаются лишь с ухудшением условий существования и при расселении молодняка. Ушастый еж – преимущественно ночное животное и по-настоящему активен лишь с наступлением сумерек. Однако изредка его встречают и днем, особенно весной или осенью.

Длинноиглый ёж. Обитатель глинистых и песчаных пустынь. Встречается как на равнине, так и в предгорьях. Питается насекомыми и грызунами. Убежища роет самостоятельно или устраивает гнезда в норах больших песчанок. Норы достигают 1 м длины. Активен в сумерках и ночью. Бегает значительно быстрее, чем другие ежи. Потревоженный длинноиглый еж издает резкий визг. Самка обычно приносит три-четыре детеныша. На зиму впадает в спячку. Биология изучена недостаточно.

Рисунок 2.8- Усатая ночница

Усатая ночница. В пределах Казахстана населяет различные ландшафты, включая антропогенные. Оседлый вид. Зимует в подземных убежищах при температуре не ниже 2 °С. Летними убежищами служат расщелины скал, пещеры, постройки человека. Вылетает на охоту после сгущения сумерек. Полет быстрый, маневренный. Охотится на летающих насекомых над просеками, опушками и открытыми пространствами. В апреле самки появляются в местах выведения потомства. В выводковой колонии до 30 самок. Взрослые самцы летом держатся обособленно в местах зимовки. Молодые рождаются в июне, в выводке 1, реже 2 детеныша. В сентябре впадает в спячку.

Малая белозубка. В пределах Казахстана наиболее широко распространенный представитель семейства землероек. Населяя разнообразные ландшафты, ведет оседлый

образ жизни. В районе исследований редкий вид. Иногда может поселяться в жилых и хозяйственных постройках.

Рисунок 2.9- Пегий путорак

Пегий путорак. В рассматриваемом районе обычен в закрепленных песках. В слабозакрепленных песках и в сплошных массивах сыпучих песков очень редок. Ведет оседлый образ жизни. Активность пегого путорака приурочена к сумеречным и ночным часам суток.

Отряд *Chiroptera* – Рукокрылые

Поздний кожан. В Казахстане эта летучая мышь заселяет пустыни и полупустыни, где может встречаться и в населенных пунктах. В районе исследований возможны встречи единичных зверьков. Никаких данных о наличии или отсутствии перелетов, кочевок у поздних кожанов на территории республики нет .

Отряд *Carnivora* – Хищные

Волк. На территории Казахстана волк распространен повсеместно и его численность здесь оценивается как самая высокая по сравнению с другими районами обитания в странах СНГ. В рассматриваемом районе и на сопредельной территории обычный вид. Весной и летом волки привязаны к месту, где вывелись детеныши, зимой кочуют в пределах охотничьей территории стаи. Молодые особи при расселении способны уходить на значительные расстояния. Небольшая часть волков (одиночки, молодые) совершают длительные перемещения вместе с кочующими сайгаками, служащими объектом их питания.

Волк в Казахстане традиционно служит объектом охотничьего промысла. Однако роль волка как пушного вида в настоящее время невелика, хотя волчий мех имеет большую товарную ценность. При существовании должного стимулирования охоты в 70-80 годах в республике ежегодно добывалось 9-11 тыс. волков. В последние годы, в связи с низкими премиями за отстрел и шкуры животных, организованная добыча волков в республике почти не проводится. В небольшом числе этих зверей добывает местное население. Вследствие недопромысла в последние годы заметно возрос ущерб от волков в частном животноводстве и в охотничьем хозяйстве, участились случаи нападения бешеных волков на людей.

Рисунок 2.10- Корсак

Корсак. В районе исследований широко распространенный, но немногочисленный вид. Наиболее характерными местами обитания являются участки с разреженным и невысоким травяным и полукустарничковым покровом. Везде избегает густых зарослей, так как является типичным равнинным зверем. Корсакам свойственны сезонные миграции. Поздней осенью или в начале зимы они откочевывают на юг. Корсак – пушной вид. В Казахстане промысел на него производится уже давно. Резкое сокращение заготовок его шкурок за последние годы объясняется не снижением численности этого ценного пушного животного, а слабой организацией промысла и низкой закупочной ценой.

Лисица. В Казахстане лисица распространена повсеместно. Особенно она многочисленна в пустынной зоне республики, в том числе ив Восточном Прикаспии. Здесь отмечается не только высокая плотность населения этого хищника, но и более стабильная его численность. В пустынях Прикаспия лисица предпочитает песчаные биотопы с ячеистыми грядовыми песками. Наиболее часто она встречается среди волнистых песчано-солонцеватых низменностей, солянково-полынных участках. Для лисиц характерны миграции. В связи с нехваткой корма они ежегодно кочуют в самых разнообразных направлениях, часто уходя от района, где они обитали, на сотни километров. Массовое переселения лисиц обычно наблюдается в начале зимы. В Мангистауской области в начале зимы лисы концентрируются в тростниках по побережью Каспийского моря и проникают даже на ближайшие острова.

На протяжении многих десятилетий лисица в Казахстане является объектом пушного промысла. Однако постоянное сокращение ее добычи, особенно значительное в последние годы, привело к заметному увеличению численности этих хищников. Отсутствие интенсивного промысла лисиц приводит не только к потере пушных ресурсов, но и создает реальную угрозу вспышек различных эпизоотий, в том числе бешенства.

Ласка. Самый мелкий представитель семейства куньих в Казахстане. Для ласки характерно бродяжничество и круглогодичная активность. В пустынных районах Прикаспия обычный вид. Высокое обилие может отмечаться в местах повышенной численности грызунов.

Горностай. В рассматриваемом районе оседлый вид с круглогодичной активностью. В некоторых частях Казахстана объект пушного промысла.

Степной хорек. В районе исследований для этого вида характерны перемещения в поисках более кормных участков. Активность круглогодичная. Объект пушного промысла.

Рисунок 2.11- Перевязка

Перевязка. Оседлый вид с круглогодичной активностью. Повсеместно редкий зверек.

Барсук. Самый крупный представитель сем.куньих в Казахстане. Немногочисленный, живущий оседло вид. Зимой впадает в спячку. Имеет охотничье-промысловое значение.

Отряд *Artiodactyla* – Парнокопытные

Сайгак. На рассматриваемой территории обитает Устюртская популяция сайгаков. Эти животные совершают регулярные дальние миграции. В зимнее время они сосредотачиваются в северной части плато Устюрт, в весеннее и летнее время большая часть сайгаков указанной популяции располагается в долине Эмбы и на сопредельных территориях, включая рассматриваемый район. Сайгаки – особо ценный охотничье-промысловый вид, имеющий важное экономическое значение.

Отряд *Rodentia* – Грызуны

Желтый суслик. Оседлый вид с короткой активностью на протяжении года, вызванной ранним залеганием в спячку. Уже в июне у них начинается летняя спячка, переходящая в зимнюю и продолжающуюся до марта. Таким образом, желтый суслик активен не более 4 месяцев в году. Имеет некоторое значение как пушной вид. Является носителем чумы.

Малый суслик. Населяет пустынные участки с разреженной растительностью. Впадает в спячку с октября по апрель. Имеет второстепенное значение в пушном промысле. Один из основных носителей чумы.

Большой тушканчик. Оседлый зимоспящий зверек. Обитает на равнинных участках, избегая сплошных песков. Носитель чумы.

Малый тушканчик. Оседлый, впадающий в зимнюю спячку зверек. Встречается в большинстве биотопов всех типов пустынь, кроме сплошных песков. Носитель чумы [18].

Тушканчик-прыгун. Оседлый вид, обычный обитатель участков с плотными почвами. Природный носитель чумы.

Тарбаганчик. Оседлый зимоспящий грызун. Один из фоновых видов пустынных территорий. Обитает на глинистых участках и солонцах с полынно-эфемерово-солянковой растительностью. Второстепенный носитель чумы.

Рисунок 2.12- Емуранчик

Емуранчик. Оседлый зимоспящий зверек. Населяет как песчаные, так и глинистые участки, предпочитая последние. Один из носителей чумы .

Мохноногий тушканчик. Оседлый зимоспящий зверек. Обитание приурочено к различного рода по строению и степени задернения пескам – от барханных до плакорных, заметно заросших. Вовлекается в эпизоотии чумы .

Серый хомячок. Широко распространенный в пустынных районах грызун. Обитатель разнообразных биотопов. Второстепенный носитель чумы .

Общественная полевка. Оседлый зверек, активный весь год. Растительноядный грызун с явно выраженной сезонной сменой кормов, при недостатке влаги регулярно поедает и животный корм. Как и другие полевки способна к массовым размножениям.

Обыкновенная слепушонка. Оседлый, активный в течение всего года зверек. Обитает на открытых пространствах. Ведет подземный образ жизни.

Краснохвостая песчанка. Обитатель пустынь всего Казахстана. Оседлый зверек, активный в течение всего года. Носитель чумы.

Полуденная песчанка.Распространена во всех песчаных пустынях республики. Заселяет пески различного рельефа и разной степени закрепленности. Природный носитель возбудителя чумы.

Большая песчанка. Оседлый колониальный грызун. Фоновый вид пустынь Казахстана. Наиболее обычен в бугристых и грядово-бугристых песках, а также на глинисто-песчаных участках. Основной носитель чумы и многих других опасных для человека болезней.

Домовая мышь. Оседлый, активный весь год зверек. Распространен по всей территории Казахстана. Пребывание в пустынной зоне в значительной мере обусловлено хозяйственным освоением. Населяет разнообразные ландшафты. Постоянный обитатель жилых и хозяйственных построек, в том числе и временных. Природный носитель возбудителей многих инфекций.

Отряд *Lagomorpha* – Зайцеобразные

Рисунок 2.13- Заяц-толай

Заяц-толай. В рассматриваемом районе обычный вид. Живет оседло, активен круглый год. Объект любительской охоты.

Заяц-русак. Изредка встречается в рассматриваемом районе. Живет оседло, но в многоснежные зимы кочует. Имеет охотничье-промысловое значение.

Беспозвоночные животные

На территории обитает около 120 видов паукообразных, из них 107 видов пауков (Павленко, 1995). Изредкихвидов - *Leptodrassus vina, Latrodectus tredecimguttata, Eresus niger, Argiope lobata*. Отмеченодвавидасольпуг: *Galeodes caspius (Pall.)*и*Desia rossica Bir.*Отмечено 3 вида скорпионов.

Список отрядов насекомых, фауна которых определена для данного района:

- Стрекозы - *Odonata* – 13;
- Богомоловые - *Mantoptera* – 3;
- Таракановые - *Blattoptera* – 2;
- Палочники - *Phasmoptera* – 1;
- Уховертковые - *Dermaptera* – 2;
- Прямокрылые - *Ortoptera* – 90;
- Равнокрылые - *Homoptera* – 520;
- Разнокрылые бабочки - *Heteroptera* – 125;
- Жесткокрылые - *Coleoptera* – 731;
- Чешуекрылые - *Lepidoptera* – 60;
- Перепончатокрылые - *Hymenoptera* – 248;
- Двукрылые - *Diptera* – 300.

Два вида насекомых занесены в Красную Книгу РК: кузнечик темнокрылый *CeraeocercusfuscipennisUv.* живет в саксаульниках, во влажные годы обычен на древнеаральской террасе; бабочка белянка пламенная (микрозергис пламенный) *Microzegrispyrothoe,* редка, но отмечается весной - в начале лета. Из числа редких видов необходимо отметить бабочку медведицу красноточечную *UtetheisapulhellaL. (Arctiidae)* и ктыря гигантского *SatanasgigasEv. (Diptera)*, который встречается в белоземельнополынниках и полузакрепленных песках.

2.4.4 Редкие, исчезающие и особо охраняемые виды животного мира, внесенные в Красную книгу Казахстана

Из числа обитающих в этом регионе Мангистауской области пресмыкающихся в Красную книгу Казахстана внесен единственный вид – четырехполосый полоз – *Elaphe quatuorlineata*. Эта змея имеет довольно широкое распространение. Ее ареал в Казахстане

простирается от восточного побережья Каспия до северо-восточного Приаралья и обособлен от основной области распространения. В рассматриваемом районе четырехполосый полоз отмечен на закрепленных и полузакрепленных песках, на глинистых и защебненных равнинах и солончаках. В качестве убежищ использует норы песчанок и сусликов, трещины, промоины почвы, нагромождения камней. Несмотря на широкое распространение, четырехполосый полоз повсеместно редок, имеются лишь единичные находки этого вида. Будучи самой крупной змеей этого региона и обладая крайней агрессивностью при встрече с человеком, ее принимают за ядовитую и уничтожают.

Среди млекопитающих региона также имеются редкие и исчезающие виды: белозубка-малютка, белобрюхий стрелоух, бледный карликовый тушканчик, дикобраз, барханный кот, манул, каракал, гепард, перевязка, медоед, джейран, устюртский горный баран (рис. 2.14).

а) Сайгак

б) Устюртский горный баран

в) Пятнистая кошка

г) Каракал

Рисунок 2.14- Представители животного мира Мангистауской области

Длинноиглый ёж. Эндемик региона, редкий вид насекомоядных. Длина тела до 25 см, масса до 750 гр. В помёте до 6 ежат. От других ежей отличается более тёмной окраской игл (до 42 мм) и полосой голой кожи на темени. Оседлый, спящий зимой зверёк, ведёт ночной образ жизни, обитатель пересечённой местности Мангышлака и Устюрта. Питается насекомыми и их личинками.

Кожанок Бобринского. Редкая летучая мышь отряда рукокрылых. Мелкий зверёк, длина тела до 5 см, масса до 20 гр., в помёте всего один детёныш. Обитатель пустынь северного типа, ведёт ночной образ жизни, поселяется в строениях человека. Питается насекомыми.

Перевязка (Vormela peregusna). Редкий вид семейства куньих, живет оседло, активность круглогодичная. В помете до 8 детенышей. Численность колеблется в зависимости от основных объектов ее питания – сусликов и песчанок.

Медоед. Единственный вид рода медоедов в семействе куньих. Длина тела до 75 см, масса до 20 кг. В Казахстане встречается только в Устюртском заповеднике. В помёте 3-4 детёныша. Обитатель равнин. Питается мелкими позвоночными животными, насекомыми (в том числе пчёлами и осами), также медом. Повсеместно редок, включен в Красную книгу СНГ.

Устюртский горный баран. Встречается только в пустынных низкогорьях Устюрта и Мангышлака. Небольшой баран семейства полорогих отряда парнокопытных. Длина тела до 150 см, масса до 80 кг. В помёте один, реже два детёныша. Живёт оседло. Питается травянистыми растениями, листьями и веточками кустарников. В Мангистауской области обитает 5,5-6,5 тыс. голов (это примерно 80% его численности). Остальное поголовье приходится на соседние территории Туркмении и Узбекистана. Внесен в Приложение 2 "Конвенции о международной торговле видами дикой фауны и флоры, находящимися под угрозой исчезновения". Охраняется в Устюртском заповеднике, Актау-Бузачинском и Карагие-Каракольском заказниках.

Джейран. Изящная пустынная газель. В пределах Мангистауской области насчитывается более половины всего поголовья джейрана в Казахстане (20-25 тыс. особей). Местами обитания джейранов являются закрепленные бугристые пески, щебенистые и глинистые пустыни, пересеченные сухими руслами, покрытые зарослями саксаула, жузгуна, боялыча, терескенв. Основное требование к местам обитания – наличие водопоев, минимальный снежный покров зимой и хорошие защитные свойства местности.

Туркменский кулан. (Онагр) ранее был многочисленен в регионе, но изменение климата и массовые охоты привели к его полному исчезновению повсеместно в Казахстане. Государственная программа восстановления кулана в Казахстане была начата с 1955 г. Первая группа куланов была привезена из Туркмении и выпущена на остров Барсакельмес в Аральском море. Спустя 25 лет уже с острова Барсакельмес продолжилось дальнейшее расселение куланов по Казахстану. В Мангистаускую область его привезли в 1991 г. Группа в 35 голов была выпущена в Актау-Бузачинском заказнике. Куланы хорошо прижились и расселились по территории заказника и прилегающих районов. В настоящее время насчитывается уже около 100 куланов. Наиболее представительными являются дикие кошки: каракал, пятнистая кошка, барханный кот и манул.

Каракал. Один из редких видов кошек, занесенный в Красную Книгу Казахстана и Международного Союза Охраны Природы (IUCN). Численность каракала зависит от основных объектов питания – зайца песчаника, желтого суслика и большой песчанки. Охраняется в Устюртском заповеднике, Актау-Бузачинском и Карагие-Каракольском заказниках.

Пятнистая кошка. Довольно обычна и часто встречается на территории.

Барханный кот. Встречается, в основном, в песчаных районах, а *Манул* – в горных обрывах. Оба этих вида, как и каракал, занесены в Красную Книгу Казахстана.

Ниже приводятся сведения по редким и исчезающим видам пернатых, которых можно увидеть в районе проектируемых работ в период миграций (Красная Книга Казахстана).

Рисунок 2.15- Розовый пеликан

Розовый пеликан – *Pelecanus onochrotalus*. Перелетная птица, встречается с апреля по октябрь. Редкий, быстро исчезающий вид.

Кудрявый пеликан – *Pelecanus crispus*. Перелетная птица, встречающаяся с апреля по октябрь. Редкий, исчезающий вид.

Желтая цапля – *Ardeola ralloides*. Редкая, перелетная птица. Встречается на пролете в апреле и сентябре.

Малая белая цапля – *Egretta garzetta*. Редкая, перелетная птица отряда аистообразных. Встречается с апреля по октябрь.

Фламинго – *Phoenicopterus roseus*. Редкий, с сокращающейся численностью вид. Встречается только на пролете.

Рисунок 2.16 Лебедь-кликун

Лебедь-кликун – *Cygnus cygnus*. Редкая с сокращающейся численностью птица. В рассматриваемом районе встречается на пролете с марта по ноябрь.

Малый лебедь – *Cygnus bewickii*. Редкая, перелетная птица. Встречается на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Журавль-красавка – *Anthropoides virgo*. В последние годы отмечается восстановление численности этого вида. Встречается в регионе с апреля по сентябрь.

Серый журавль – *Grus grus*. Численность этого вида повсеместно резко сокращается. В рассматриваемом регионе встречается на пролете в апреле и сентябре.

Султанка – *Porphyrio porphirio*. Редкий, малочисленный вид отряда журавлеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в регионе в апреле и августе.

Дрофа – *Otis tarda*. Редкий, находящийся под угрозой исчезновения вид отряда журавлеобразных. Принадлежит к числу самых крупных птиц Казахстана. В рассматриваемом регионе встречается на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Стрепет – *Otis tetrax*. Вид с восстанавливающейся численностью. На пролете относительно многочислен.

Джек или дрофа-красотка – *Chlamydotis undulata*. Редкий вид отряда журавлеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в регионе весной в апреле и осенью – в августе-сентябре.

Кречетка – *Chettusia gregaria*. Редкая, исчезающая птица. Ее ареал почти целиком расположен в Казахстане. В рассматриваемом регионе возможно обнаружение во время сезонных миграций в апреле и августе-сентябре.

Змееяд – *Circaetus gallicus*. Редкая, перелетная птица. В регионе встречается только на пролете в апреле и сентябре.

Рисунок 2.17- Степной орел

Степной орел – *Aquila rapax*. Перелетная птица. В рассматриваемом районе встречается с апреля по ноябрь. В небольшом числе гнездится.

Могильник – *Aquila heliaca*. Повсеместно редкий вид. Относится к числу перелетных птиц. В регионе встречается с марта по ноябрь.

Беркут – *Aquila chrysaetus*. Крупная птица отряда соколообразных. В Казахстане традиционно используется как ловчая птица. В регионе встречается на пролете и кочевках в марте-апреле и октябре-ноябре.

Орлан-белохвост– *haliaeetus albicilla*. В регионе может встречаться в течение всего года.

Балобан – *Falco cherrug*. Перелетная птица. Пользуется большим спросом в странах Ближнего Востока как ловчая птица. В связи с чем отмечается браконьерский отлов этого вида на территории Казахстана. В регионе встречается на пролете весной и осенью.

Филин – *Bubo bubo*. Самая крупная птица отряда совообразных. В регионе оседлый вид. Численность повсеместно низкая.

Саджа – *Syrrhaptes paradoxus*. Редкая, перелетная птица отряда голубеобразных. В регионе встречается с апреля по октябрь.

Толстоклювый зуек – *Charadrius leshenaultii*. Распространен широко, но немногочислен. На сопредельной с рассматриваемом районом территории проходит северная граница гнездового ареала этого вида. Возможно обнаружение залетных особей с марта по июль.

Млекопитающие

Пегий путорак – *Diplomesodon pulchellum*. Повсеместно редкий зверек. Образ жизни в Казахстане не изучен.

Перевязка – *Vormela peregusna*. В рассматриваемом районе редкий зверек семейства куньих. Сведения о жизни перевязки очень скудны.

2.4.5 Состояние животного мира месторождения

Мониторинг воздействия на животный мир заключается в периодическом наблюдении за изменением видового и количественного состава животных в зоне действия Компании.

Животный мир на территории деятельности предприятия довольно разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц, 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами.

Из земноводных в ходе проведения полевых работ были встречены: зелёная жаба - Bufotes viridis, озерная лягушка - Pelophylax ridibundus. Зеленая жаба встречается редко, ведет ночной образ жизни.

Во 2 квартале 2022 года проводились наблюдения за основными видами млекопитающих, распространенных на территории деятельности Компании, включающих 13 видов (сайгак, кабан, волк, шакал, корсак, лисица, заяц, перевязка, степной хорек, суслик байбак, еж) и две группы видов – суслики и тушканчики.

Методика учета путем пеших и автомобильных маршрутов протяженностью не менее 5 км с применением биноклей и фототехники.

Из млекопитающих в период проведения полевых работ были встречены: суслики, тушканчики, степной хорек, ежи, заяц, перевязка.

Орнитофауна территории деятельности Компании весьма разнообразна и насчитывает около 227 видов птиц.

Район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовой воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля.

Мониторинговые наблюдения проводились за наиболее распространенными видами птиц, обитающими на территории – это филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовой воробей, сорока, галка, грач, серая ворона, дрофа, стрепет, журавль – красавка, степной орел.

При проведении мониторинговых исследований были использованы общепринятые в орнитологической практике методики полевых исследований разработанные Институтом Зоологии МОН РК и утверждённым приказом Комитета лесного и охотничьего хозяйства МСХ РК от 23 августа 2005 года за № 191. А также по действующим методикам, применяемым в орнитологической практике при учётах птиц (Боголюбов,1996, Вергельс, 1994, Равкин, 1967, Новиков, 1953.).

Видовая принадлежность встреченных птиц устанавливалась визуально, с использованием бинокля кратностью 10х50 и цифрового фотоаппарата Canon 7D. Для определения видовой принадлежности использовались: «Птицы Казахстана» 1998, «Мир птиц Казахстана» 1988, «Collins bird guide» 2010, «Полевой определитель птиц Казахстана» 2014, и др. литература.

Данные мониторинговых исследований дополнялись другими наблюдениями, подтверждающими присутствие того, или иного вида птиц на исследуемой территории – нахождением гнезд, регистрацией птичьих голосов, наблюдением птичьих следов на рыхлом субстрате, обнаружением птичьего помета, или выпавших крупных перьев.

В период проведения фоновых экологических исследований были отмечены следующие представители пернатых: сорока, галка, грач, черный жаворонок, домовой воробей, серая ворона, степной орел. В видовом соотношении абсолютным доминантом являлись представители отряда воробьиных.

2.5 Радиационная обстановка

В рамках Программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг на месторождениях АО «Озенмунайгаз» предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров.

Целью радиационного контроля (мониторинга) является выявление тех операций или рабочих мест, где может иметь место периодическое облучение радиоактивными веществами, а также выявление тех мест, где эти вещества скапливаются в количествах, способных превысить допустимые для персонала дозы облучения.

Объектами исследований при выполнении мониторинга являются:

- технологическое оборудование промышленных площадок (эксплуатационные скважины, нагнетательные скважины и БКНС системы ППД: резервуары водонефтяных смесей и пластовых вод ГУ, УПСВ и ЦППН);
- полигон временного хранения радиоактивных отходов (ПВХРО);
- полигон временного хранения низко - радиоактивных отходов (ПЗНРО);
- могильники, полигоны;
- территории промплощадок.

Радиационный мониторинг на контрактной территории АО «Озенмунайгаз» проводился в соответствии с программой радиационного мониторинга на 2023 год и включал определение следующих показателей:

- мощности эквивалентной дозы гамма-излучения на оборудовании производственных объектов;
- эквивалентной равновесной объемной активности (ЭРОА) радона и торона в воздухе рабочих и производственных помещений;
- гамма – спектрометрическое определение удельной активности естественных радионуклидов в пробах почвы и нефтешлама.
- плотности потока альфа- и бета- частиц рабочих и производственных помещений;
- производственная пыль воздухе с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны.

Основными задачами производственного радиационного контроля являются:

- организация и ведение систематических наблюдений за состоянием компонентов окружающей среды в местах размещения площадок производств;
- своевременное выявление негативных явлений;
- разработка мероприятий по устранению факторов воздействия;
- сбор, обработка и хранение данных о состоянии компонентов окружающей среды;
- оценка состояния окружающей среды.

Объекты радиационного мониторинга определены в соответствии с программой производственного экологического контроля. Измерения в 2023 году осуществляются сторонней организацией аккредитованной лабораторией (аттестат аккредитации ТОО "НИИ "Батысэкопроект"№ KZ.T. 05.0903 от 07.08.2020 г. дейст. до 07.08.2025 г.).

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения составляет от 0,06 – 1,84 мкЗв/час. Эквивалентная равновесная объемная активность радона в воздухе зоны дыхания составляет <20 Бк/м3, торона <10 Бк/м3. Данные значения находятся в пределах установленных норм Гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 02.08. 2022 г. № ҚР ДСМ-71.

Согласно радиационному мониторингу за 3-й квартал 2023 года превышения эффективных доз радиационной безопасности не установлено.

Вывод: На территории проектируемых работ ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует.

3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основным проектным документом на разработку месторождения является «Уточненного проекта разработки месторождения Карамандыбас», на основании которого в настоящее время ведется разработка месторождения. Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас, рассмотрен на заседании ЦКРР РК (письмо №57/3 от 17.03.2015г.) и утвержден МИиР КГН (протокол № 27-5-869 от 20.04.2015 г.).

В рекомендуемом 2 варианте выделено 10 основных и 10 возвратных эксплуатационных объектов:

- I основной - Ю-XIII Восточный+Западный купол;
- II основной - Ю-XIV Восточный купол;
- III основной - Ю-XV Восточный купол;
- IV основной - Ю-XXII Восточный купол;
- V основной - Ю-XXIV Восточный купол;
- VI основной - Ю-XIV Западный купол;
- VII основной - Ю-XV Западный купол;
- VIII основной - Ю-XXIV Западный купол;
- IX основной - Ю-XXV Западный купол;
- X основной - Ю-XX, Ю-XXI, Ю-XXII Западная периклиналь;
- возвратный 1 - Ю-XIX Восточный купол;
- возвратный 2 - Ю-XX Восточный купол;
- возвратный 3 - Ю-XXI Восточный купол;
- возвратный 4 - Ю-XXIII Восточный купол;
- возвратный 5 - Ю-XVIII Западный купол;
- возвратный 6 - Ю-XX Западный купол;
- возвратный 7 - Ю-XXI Западный купол;
- возвратный 8 - Ю-XXII Западный купол;
- возвратный 9 - Ю-XXIII Западный купол;
- возвратный 10 - Ю-XIII Западная периклиналь.

Второй вариант предусматривает бурение новых скважин на основных объектах эксплуатации. Всего предусмотрено пробурить, начиная с 2014 года 213 скважин.

Темп бурения – 19-13 скв/год со сроком бурения 12 лет.

Проектные скважины нижних горизонтов на не разбуренных участках используются в качестве разведочных скважин для промежуточных объектов. Поэтому в них необходимо обязательно проводить комплекс исследований. Для улучшения приемистости нагнетательные скважины на начальном этапе будут использоваться в качестве добывающих - снижение пластового давления в предполагаемых зонах закачки за счет отработки скважин на нефть позволит увеличить в нагнетательных скважинах приемистость. При достижении необходимой степени истощения, добывающие скважины будут переведены в нагнетательные. Добывающие скважины выводятся из эксплуатации при достижении по всему перфорированному интервалу предельной 98% обводненности продукции.

Забойные давления в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне $0{,}8P_{нас} \leq P_{заб} \leq 1{,}2P_{нас}$. Данный режим работы скважин является оптимальным, так как, с одной стороны, не происходит существенного снижения продуктивности, с другой

стороны, в достаточной мере реализуются потенциальные возможности скважины. В скважинах, где забойное давление выше давления насыщения, возможно увеличение дебита за счет снижения забойного давления до оптимального путем увеличения режима работы установленного насосного оборудования или использования насоса большего диаметра.

Совершенствование системы разработки объектов планируется за счет организации площадной, в отдельных случаях, избирательной системы заводнения. Система формируется созданием ячеек из существующего добывающего и нагнетательного фонда скважин (действующих на объекте скважин, переведенных с других объектов, переназначенных из добычи в нагнетание и, наоборот), за счет бурения новых скважин, дострелов определенных пластов. Бурение новых нагнетательных скважин и перевод добывающих под нагнетание приведет к реализации технологии изменения потоков фильтрации (ИПФ).

В зонах значительного скопления остаточных запасов в случае выбытия из эксплуатации скважин в связи с техническими неисправностями или потерей производительности, первоочередно, рассматривались варианты восстановления и ввода данных скважин или использования соседних бездействующих скважин, а затем - привлечения скважин бездействующего фонда нижележащих горизонтов. В случае невозможности устранения причин бездействия для восстановления фонда скважин рекомендуется бурение скважин-дублеров.

В варианте также предлагается реализация геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойные зоны скважин в объемах и видах, которые выполнялись в последние 5-7 лет и выполняются в настоящее время на месторождении: проведение ГРП, обработки призабойной зоны скважин и внутрискважинного оборудования, применение технических решений и оборудования для увеличения отбора жидкости.

Проведение ГРП только в добывающих скважинах не приводит к значительному приросту добычи нефти, если они не обеспечиваются необходимым объемом закачки или энергетической «поддержкой» со стороны пластовой системы, поэтому ГРП необходимо проводить и в нагнетательных скважинах.

Проведение ГРП рекомендуется как в низкопроницаемых зонах (для дополнительного вовлечения запасов), так и в высокопроницаемых - как способ очистки ПЗС с созданием коротких широких трещин, что является основным фактором увеличения производительности скважин.

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **3 варианта разработки**.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **второй вариант разработки месторождения**.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант.

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. В данном случае проектным документом на разработку является «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас (нефть)» 2014 года. В варианте предусмотрено бурение с 2023 по 2025 годы в общем 44 скважины, для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии ГРП во всех новых скважинах и в скважинах переходящего фонда на низкопродуктивных горизонтах, а также выполнение ГТМ и проведение мероприятия потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на нагнетательном фонде. С учетом текущего состояния разработки предусмотрен перевод на вышележащий и нижележащий горизонт 195 скважин с 2023 по 2065 гг., перевод под нагнетание 10 скважин с 2023 пр 2029 гг., углубление 60 скважин с 2023 по 2046 гг. и ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., ввод из бездействия 48 скважин, зарезка бокового ствола на 7 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). Дополнительно к варианту 1 предусматривает совершенствование системы разработки за счет бурения новых скважин на основных объектах эксплуатации, применение технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), радиального вскрытия пласта. Всего на месторождении предлагается к бурению 340 скважин, из них 269 добывающих и 71 нагнетательная скважина, начиная с 2023 г. по 2036 г. Перевод на вышележащий и нижележащий объект разработки – 427 скважин (312 добывающих и 115 нагнетательных); перевод под нагнетание – 10 скважин; углубление - 64 скважин (49 добывающих и 15 нагнетательных); ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., радиальное вскрытие пласта на 5 скважинах, применение установок ОРД в количестве 17 единиц и ОРЗ в количестве 11 единиц, а также гидроразрыв пласта и потокоотклоняющие технологии.

Вариант 3 – аналогичен варианту 2, дополнительно предусматривается применение технологии полимерного заводнения на участке XIV горизонта (начиная с 2029 г.). Для увеличения доли дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин на XIII ВК+ЗК объекте предусмотрено бурение 2 горизонтальных скважин вместо двух вертикальных, а также бурение 3 горизонтальных скважин на XXV ЗК объекте вместо 6 мероприятий по углублению и бурения 3-х вертикальных скважин. Также предусмотрена эксплуатация горизонтальных скважин с УЭЦН и проведение колтьюбинга на горизонтальных скважинах.

В таблице 4.1 приведены технико-технологические показатели по трем вариантам.

Таблица 4.1- Технико-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
1	Проектный срок	годы	**2023 - 2075**	**2023 - 2090**	**2023 - 2090**
2	Количество лет проектного срока	лет	53	68	68
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	282 301	476 563	478 133
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	16 280	31 347	31 478
5	Объем добычи попутного газа	млн. м3	885	1 513	1 522

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
6	Объем закачки воды	тыс.тонн	287 897	547 050	548 929
6	Бурение новых скважин:	единиц	**44**	**340**	**340**
6.1	вертикальные	единиц	42	269	269
6.2	горизонтальные	единиц	-	-	-
6.3	водонагнетательные	единиц	2	71	71
7	КИН	д.е.	0,296	0,420	0,421

Технико-экономическая оценка проведена по трем вариантам разработки, отличающимся между собой различными технико-технологическими характеристиками и системой разработки месторождения Карамандыбас.

При принятых условиях и допущениях, представленный проект экономически эффективен по всем трем вариантам разработки. Для выбора наилучшего варианта разработки месторождения Карамандыбас проведено сравнение результатов основных технико-экономических показателей по всем рассматриваемым вариантам, приведенных в сводной таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Интегральные экономические показатели за рентабельный период

Наименование показателей	Ед. изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
Проектный период	**годы**	**2023 - 2075**	**2023 - 2090**	**2023 - 2090**
Накопленный уровень добычи жидкости	тыс.тонн	282 301	476 563	478 133
Накопленный уровень добычи нефти	тыс.тонн	16 280	31 347	31 478
Накопленный уровень добычи попутного газа	млн.м3	885	1 513	1 522
Накопленный уровень закачки воды	тыс.тонн	287 897	547 050	548 929
Коэффициент извлечения нефти за проектный период	д.е.	0,296	0,420	0,421
Рентабельный период	**годы**	**2023 - 2068**	**2023 - 2079**	**2023 - 2077**
Рентабельный срок разработки	**годы**	46	57	55
Накопленный уровень добычи жидкости	тыс. тонн	244 260	397 589	383 264
Накопленный уровень добычи нефти	тыс. тонн	15 453	29 610	29 321
Накопленный уровень добычи попутного газа	млн.м3	865	1 483	1 483
Накопленный уровень закачки воды	тыс.тонн	250 159	461 022	445 430
Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период	**д.е.**	**0,289**	**0,406**	**0,403**
Ввод новых скважин из бурения	**сквж**	**44**	**340**	**340**
добывающих	сквж	42	269	269
нагнетательных	сквж	2	71	71
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	**млн. $**	**8 317,3**	**17 688,8**	**17 300,7**
Капитальные затраты, за рентабельный период (без НДС)	**млн. $**	**94,6**	**633,2**	**652,0**
в строительство скважин	млн. $	84,2	553,3	572,1

Наименование показателей	Ед. изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
в нефтепромысловое строительство	млн. $	10,5	79,9	79,9
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации	**млн. $**	5 676,0	12 045,5	11 873,3
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	**млн. $**	5 495,4	11 362,7	11 183,9
производственные расходы	млн. $	2 576,7	5 069,7	4 995,6
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. $	2 339,6	5 098,0	5 017,9
непроизводственные расходы	млн. $	579,1	1 195,0	1 170,5
Операционный доход	**млн. $**	**2 641,3**	**5 643,3**	**5 427,4**
Чистая прибыль	**млн. $**	**1 950,9**	**4 117,3**	**3 996,5**
Полная себестоимость 1 тонны нефти	$/тонна	367,29	406,75	404,89
Полная себестоимость 1 барреля нефти	$/бнэ	50,80	56,26	56,00
Удельные капиталовложения на 1 тонну нефти	$/тонна	6,12	21,38	22,24
Удельные капиталовложения на 1 баррель нефти	$/бнэ	0,85	2,96	3,08
Удельные капитальные вложения на 1 тонну УВ	$/тонна	0,41	1,49	1,58
Удельные эксплуатационные затраты на 1 тонну нефти	$/тонна	355,62	383,75	381,44
Удельные эксплуатационные затраты на 1 баррель нефти	$/бнэ	49,19	53,08	52,76
Чистые недисконтированные поступления				
- до налогообложения	млн. $	5 181,8	11 050,2	10 735,6
- после налогообложения	млн. $	2 036,8	4 166,9	4 033,9
- поступления Государству	млн. $	3 145,0	6 883,3	6 701,8
Чистые дисконтированные поступления, NPV				
- до налогообложения				
при ставке дисконта в 8,14%	млн. $	1 538,0	2 262,4	2 245,5
при ставке дисконта в 11,5%	млн. $	1 137,5	1 515,1	1 506,9
при ставке дисконта в 15%	млн. $	894,0	1 101,2	1 096,2
- после налогообложения				
при ставке дисконта в 8,14%	млн. $	607,8	788,0	775,0
при ставке дисконта в 11,5%	млн. $	444,7	501,3	493,2
при ставке дисконта в 15%	млн. $	345,0	347,9	341,8
Бюджетная эффективность				
при ставке дисконта в 8,14%	млн. $	930,2	1 474,5	1 470,5
при ставке дисконта в 11,5%	млн. $	692,8	1 013,7	1 013,7
при ставке дисконта в 15%	млн. $	549,0	753,3	754,3
Срок окупаемости проекта, DPP при ставке дисконта 11,5%	**год**	**менее года**	**менее года**	**менее года**
Индекс доходности, PI				
при ставке дисконта 0%	млн. $	22,5	7,6	7,2
при ставке дисконта в 8,14%	млн. $	9,0	3,2	3,1
при ставке дисконта в 11,5%	млн. $	7,2	2,7	2,6
при ставке дисконта в 15%	млн. $	6,1	2,4	2,4

ВЫВОДЫ

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что по второму варианту экономические показатели оказались лучше, чем по сравнению с другими альтернативными вариантами разработки месторождения Карамандыбас, который рекомендуется к реализации. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

По проведенному технико-экономическому анализу был **рекомендован № 2 вариант разработки**.

4.2 Техника и технология добычи нефти и газа

4.3.1 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

При составлении данного раздела проекта разработки месторождения Карамандыбас использовались геолого-промысловые данные, полученные в процессе реализации предыдущего проектного документа, результаты опытно промышленных исследований, данные авторского надзора и анализа разработки.

С начала разработки месторождения ограниченные возможности пластовой энергии, значительный фонд малодебитных скважин, проблемы подъема и промыслового сбора высокопарафинистых застывающих нефтей требовали решения сложных задач выбора и организации внедрения рациональных способов механизированной добычи.

Эксплуатация скважин установками плунжерных штанговых скважинных насосов (УПШН) в начальный период определили решение проблемы обеспечения запланированных уровней добычи нефти.

Выбор рациональных способов механизированной добычи приобрел особую остроту. С учетом дальнейшей разработки месторождения, проведения различных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти, проведения опытно-промышленных испытаний (далее ОПИ) новых техник и технологий, фонд продуктивных скважин возрастает. Ведутся активные работы по испытанию более производительных установок механизированной добычи, нового подземного и глубинно-насосного оборудования, новых технологий.

Состояние эксплуатационного фонда месторождения Карамандыбас

По состоянию на 01.07.2023 г., добывающий эксплуатационный фонд месторождения Карамандыбас составляет 391 скважин, в том числе в действующем фонде - 358, в бездействующем – 32 скважин.

Фонд добывающих действующих скважин (100%) эксплуатируется механизированным способом: установками плунжерных штанговых насосов УПШН.

Наземное и подземное оборудование фонда добывающих скважин месторождения Карамандыбас соответствует принятому в существующем на данный момент проектном документе.

Технологические условия эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки. Анализ данных

эксплуатации скважин позволил выделить основные условия, характерные для данного месторождения и влияющие на выбор способа эксплуатации. Исходные данные физико-химических свойств и скважинных параметров для расчётов представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные для расчёта предельных забойных давлений фонтанирования

Параметры	Обозначения	Ед. изм.	Значение
Средняя глубина скважин	$H_{скв}$	м	1715,8
Газосодержание нефти	$Г_ф$	$м^3/т$	58,55
Давление насыщения	$P_{нас}$	Мпа	8,295
Пластовое давление	$P_{пл}$	Мпа	16,030
Устьевое давление	$P_у$	Мпа	0,5; 1,5; 2,5
Плотность пластовой нефти	$\rho_{нпл}$	$кг/м^3$	0,790
Плотность дегазированной нефти	$\rho_{ндг}$	$кг/м^3$	0,852
Обводнённость	$n_{вv}$	%	82
Диаметр НКТ	$d_{нкт}$	мм	73

- средняя глубина залегания продуктивных горизонтов 1716 м;
- среднее пластовое давление по данным замеров составило 16,03 МПа;
- давление насыщения нефти газом в пределах от 5.6 МПа до 10 МПа;
- газосодержание нефти по залежам изменяется от 41,1$м^3$/т до 73,46$м^3$/т;
- вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 2.2мПа*с до 5.24мПа*с.;
- скважины характеризуются средней и низкой продуктивностью.

4.3.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Представлены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин за период 2018-01.07.2023 гг. в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

№	Период	Виды мероприятий	Объемы применении, скважино-операций	Периодичность, сут.	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	01.07.2020 – 2021 гг.	ОГВ	8717	По мере необходимости	Стабилизируют добычу на непродолжительный период
2		ЭКВ	99		
3		ВУВЭ	56		
4		ПГФ	59		
		МГРП (доб. наг. скв)	35/19		
		Закачка ингибитора солеотложений	430 очисток за 2019-2022гг.	Отбор проб для шестикомпонентного состава добываемой воды со скважин по ЗУ для определения прогнозного выпадения солеотложения по ЗУ.	Оценка технологической эффективности от применения ингибитора солеотложений на наземном оборудовании месторождения.
		Закачка ингибитора коррозии	Отбор проб для шестикомпонентного состава проб воды с различных ГУ и объектов УПНиПО для определения коррозионности среды. Установка образцов-свидетелей (ОС) для замера скорости коррозии. Время экспозиции образцов свидетелей до 30 дней. Ежеквартальное извлечение образцов-свидетелей.		Оценка технологической эффективности от применения ингибитора в системе сбора и транспортировки жидкости.

		Закачка бактерицида	Закачка бактерицида по объектам НСМ-4, ЦППН, УПСВ-1, УПСВ-2 и еженедельное определение содержания СВБ в воде. Ежемесячное определение содержания сероводорода в газе по всем ГУ месторождения.	Бактерицид применяется для подавления СВБ в системе ППД и нефтепромысловом оборудовании.
	На период прогноза	ОГВ	По мере выявления осложненных скважин	Применение тепловых обработок носят профилактический характер и их применение следует продолжить.
		ЭКВ ВУВЭ		Применяемые технологии ЭКВ и ВУВЭ должны обеспечивать удаление отложений из призабойной зоны пласта (ПЗП) и тем самым увеличить производительность скважины.
		ПГФ (доб.наг.скв)		Применение технологии ПГФ - очистка подземного оборудования, эксплуатационной колонны и ствола добывающих скважин от АСПО
		1.Для предотвращения солеотложений в системе сбора нефти на месторождении продолжить применение технологии ингибиторной защиты. 2. Инициировать подбор новых более эффективных ИСО и запланировать ОПИ, согласно утвержденным правилам в АО НК «КМГ». 3. Продолжить применение ингибитора коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости, т.к. он способствует снижению скорости коррозии на технологических объектах, но необходимо вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения. Рекомендуется увеличить количество замены стальных труб на стекловолокнистые/стеклопластиковые трубы. 4. Применяемая программа-мероприятий по закачке и мониторингу применения бактерицида на месторождении показала свою актуальность и необходимость в дальнейшем ее использовании для борьбы с СВБ и сероводородом. Инициировать подбор новых более эффективных бактерицидов и запланировать ОПИ, согласно утвержденным правилам в АО НК «КМГ». 5. Во избежание рисков снижения эффективности «привыкания» бактерицида рекомендуется чередование обработок с другим типом реагента –бактерицида.		

Выводы и рекомендации.

1. Рекомендуется продолжить применение тепловых промывок, т.к. тепловые промывки являются профилактическим мероприятием и позволяют восстановить производительность скважин на непродолжительный период.

2. Продолжить применение ПГФ по мере выявления осложненных скважин, т.к. ПГФ способствует очистке подземного оборудования эксплуатационной колонны и ствола добывающих скважин от АСПО.

3. Рекомендуется продолжить обработки ЭКВ и ВУВЭ и улучшить результаты их при соблюдении критериев подбора скважин и порядка выполнения работ, согласно технологическому регламенту. Необходимо совершенствовать составы данных композиций, т.к. рынок услуг предлагает большой выбор химических реагентов.

4. Необходимо производить постоянный мониторинг эффективности применения ингибиторов солеотложения, проводить периодический контроль, осуществляемый с помощью установленных на выходном коллекторе ЗУ из специальных катушек, где показателем эффективности будет наличие или отсутствие отложения солей. Закачку ингибиторов производить на объектах на основе химического состава попутно-добываемых вод и определения «несовместимых» вод. Инициировать подбор новых более

эффективных ИСО и запланировать ОПИ, согласно утвержденным правилам в АО НК «КМГ».

5. Для защиты нефтепромыслового оборудования на всех ГУ м.Карамандыбас применяется ингибитор коррозии. Продолжить применение ингибитора коррозии в системе сбора и транспортировки жидкости, т.к. он способствует снижению скорости коррозии на технологических объектах, но необходимо вести поиск более эффективных ингибиторов коррозии для условий месторождения. Рекомендуется увеличить количество замены стальных труб на стекловолокнистые/стеклопластиковые трубы.

6. Проводимая программа мероприятий по закачке и мониторингу применения бактерицида на месторождении Карамандыбас показывает свою актуальность и необходимость дальнейшего использования для борьбы с СВБ и сероводородом.

7. Снижение концентрации сероводорода говорит об успешной обработке: чем дольше сохраняется более низкий уровень содержания сероводорода в газе, тем эффективнее обработка. Положительный результат стал возможным благодаря системному мониторингу поставляемых реагентов-бактерицидов.

8. На основании проведенных работ по мониторингу закачки бактерицида недропользователю рекомендуется улучшать эффективность мероприятий по применению бактерицида, в том числе во избежание эффекта «привыкания» бактерицида чередовать обработки разных типов реагента-бактерицида.

4.3.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В Проекте разработки месторождения требования и рекомендации к системе промыслового сбора и подготовки продукции скважин, определенные нормативными документами, решают задачи обеспечения наибольшей эффективности нефтедобычи при выборе и реализации до конца рентабельного срока оптимального варианта разработки месторождения.

В данном разделе в соответствии с нормативными документами, определены *требования* к промысловой системе сбора, транспортировки и подготовки продукции скважин, и разработаны *рекомендации* по расширению и реконструкции системы промыслового сбора, направленные на обеспечение уровней добычи рекомендованного варианта разработки месторождения.

Система промыслового сбора и транспортировки добываемой продукции месторождения представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промысловой транспортировки добываемой продукции на объекты ее товарной подготовки.

В разделе 3.3 Проекта разработки рассмотрено текущее состояние объектов промыслового обустройства месторождения. При этом приняты во внимание территориальная близость месторождения Карамандыбас к месторождению Узень, общность геологического строения продуктивных пластов, идентичность физико-химических свойств добываемой продукции, многолетний опыт совместной разработки месторождений и эксплуатации органически связанных промысловых объектов.

4.3.4 Требования к системе сбора, транспортировки продукции скважин и к технологии подготовки нефти

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и транспорт продукции скважин до ЦППН, бескомпрессорный транспорт газа первой ступени сепарации до ЦППН, ГПЗ, на собственные нужды и другим потребителям;
- замер продукции скважин;
- отделение газа от нефти;
- учет суммарной добычи продукции скважин по бригадам и цехам;
- использование концевых участков нефтесборных трубопроводов при подходе их к ЦППН и сепараторов для предварительной подготовки к разделению продукции скважин;
- предварительное обезвоживание нефти, осуществляемое по качеству сбрасываемой пластовой воды;
- подогрев продукции скважин при невозможности ее сбора и транспортирования при обычных температурах.

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», технологический комплекс сооружений по подготовке нефти должен, как правило, обеспечивать:

- глубокое обезвоживание нефти;
- обессоливание;
- снижение упругости паров товарной нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную подготовку;
- повторное использование реагента и тепла дренажных вод путем возврата их в начало процесса.

Технологическая схема процесса подготовки нефти должна обеспечивать:

- полную герметизацию процесса подготовки нефти;
- требуемое качество товарной нефти;
- гибкость и маневренность работы установки;
- возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках;
- использование тепла продукции скважин;
- возможность использования оборудования в блочно-комплектном исполнении.

Проектные решения по обустройству системы нефтесбора

Месторождение Карамандыбас находится на поздней стадии разработки и в дальнейшем будет продолжаться рост обводненности добываемой продукции. В этих условиях эксплуатация система промыслового сбора будет еще более осложнена процессами коррозии и солеотложений. В связи с этим, для повышения надежности работы системы промыслового сбора на месторождении рекомендуется рассмотреть возможность обустраивать сточные коллектора и выкидные трубопроводы по вновь вводимым скважинам стеклопластиковыми, гибкими композитными трубопроводами или

трубопроводами с внутренним антикоррозийным покрытием, обладающих теплоизоляцией и устойчивостью.

При определении наиболее оптимальных решений, запланированных в Проекте разработки по системе сбора и транспортировки нефти, в соответствии с планируемыми объемами добычи нефти и воды, вводу проектных скважин в эксплуатацию было рассмотрено четыре варианта по обустройству объектов нефтесбора.

Вариант разработки №1 – продолжение реализуемого варианта утвержденного проекта разработки. По Варианту разработки №1 в период с 2023 по 2025 год планируется ввод 42 проектных добывающих скважин, которые выводятся из бурения. Для реализации проектных решений по Варианту №1 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

– выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) по проектным скважинам в количестве 20,83 км;

– установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 в количестве 8 ед.;

– газопроводов от ГУ (DN 50 мм) до УН-0,2 в количестве 7,09 км.

Объемы работ по годам по расширению действующей системы нефтесбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов по Варианту 1 представлены в таблице 4.5.

По **Варианту разработки №2** в период с 2023 по 2046 гг. планируются ввод 269 вертикальных добывающих скважин, которые выводятся из бурения. Для реализации проектных решений по Варианту №2 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

– установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 в количестве 45 ед.;

– дополнительных ЗУ со стандартным оборудованием и монтажом на них АГЗУ с трехфазным измерением на 14 отводов в количестве 18 ед.;

– дополнительной ГУ со стандартным оборудованием и монтажом в количестве 1 ед.;

– выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) по проектным скважинам протяженностью 103,6 км;

– сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от дополнительных ЗУ до ГУ протяженностью 23,8 км;

– осевых трубопроводов (СПТ, Ду 200) от ГУ протяженностью 4,9 км;

– газопроводов (Ду 50 мм) до УН-0,2 протяженностью 35,02 км;

– сточных газопроводов (Ду 200 мм) от ЗУ до ГУ протяженностью 7,43 км;

– осевых газопроводов (Ду 200 мм) от ГУ протяженностью 2,45 км.

Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора нефти и вводу в эксплуатацию проектных объектов по Варианту № 2 представлены в таблице 4.6.

Вариант разработки №3 по обустройству системы нефтесбора аналогичен варианту №2 с дополнительным проведением мероприятий по полимерному заводению.

Таблица 4.5 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов.

№	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Период разработки		
				2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	**Оборудование:**					
1.1	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	**ед.**	**42**	15	15	12

1.2	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	**ед.**	**42**	15	15	12
1.3	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2М3	**ед.**	**8**	2	3	3
2	**Прокладка трубопроводов:**					
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	**м**	**20 830**	6 940	7 290	6 600
2.2	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	**м**	**7 090**	1 550	2 810	2 730
3	**Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:**					
3.1	Потребление электроэнергии по годам по вводимым добывающих скважин	**кВт**	**504**	180	180	144
3.2	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	**кВт**		180	360	504

Таблица 4.6 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы сбора и вводу в эксплуатацию проектных объектов

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Всего	Период разработки													
				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	**Оборудование:**																
1.1	Подключение проектных добывающих скважин из бурения	**ед.**	**269**	23	7	9	8	10	12	16	18	29	28	24	28	31	24
1.2	Углубление добывающих скважин	**ед.**	**269**	23	7	9	8	10	12	16	18	29	28	24	28	31	24
1.3	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	**ед.**	**45**	5	5			5	1	4	1	1	8	5	2	5	3
1.4	Установка устьевых подогревателей типа УН-0,2М3	**ед.**															
1.5	Строительство проектной автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ):		**18**	4	3	1	3	1	3	2		1					
1.5.1	ОЗНА-Импульс 40-14-400	**ед.**	**12**	3	1		1	1	3	2		1					
1.5.2	Дренажная емкость, 8 м^3	**ед.**	**1**	1													
1.6	Строительство проектной групповой установки (ГУ), в т.ч.:		**2**	2													
1.6.1	Нефтегазовый сепаратор (НГС 1,6-3000)		**1**	1													
1.6.2	Сепарационно-измерительный блок (СИБ)		**4**	4													
1.6.3	Насос НБ-125		**2**	2													
1.6.4	Печь подогрева ПТ-16/150		**1**	1													
1.6.5	Дренажная емкость, 25 м^3																
2	**Прокладка трубопроводов:**		**103 640**	8 870	4 650	2 080	2 170	4 680	3 430	7280	6 140	9 150	13 700	10 410	9 800	11 820	9 200
2.1	Прокладка выкидных трубопроводов (СПТ, Ду 100) от проектных скважин из бурения до ЗУ	**м**	**23 800**	5 000	3 520		900	2 280	7 060	3 860		1 180					
2.2	Прокладка сточных трубопроводов (СПТ, Ду 150) от ЗУ до ГУ (основной + резервный)	**м**	**4 900**	4 900													
2.3	Прокладка осевых трубопроводов (СПТ, Ду 200) от ГУ (основной + резервный)	**м**	**35 020**	4 200	4 100			3 400	800	3 010	600	680	6 800	4 020	1 500	3 800	2 110
2.4	Прокладка газопроводов (Ду 50) до УН-0,2	**м**	**7 430**	870	1 760			1 140	2 350	720		590					
2.5	Прокладка сточных газопроводов (Ду 150) от ЗУ до ГУ	**м**	**2 450**	2 450													
2.6	Прокладка осевых газопроводов (Ду 200) от ГУ	**м**															
3	**Расчет электрических нагрузок потребителей электроэнергии:**		3 228	276	84	108	96	120	144	192	216	348	336	288	336	372	288
3.1	- при обустройстве проектных добывающих скважин	кВт	378	84	63	21	63	21	63	42		21					
3.2	- при строительстве дополнительных ЗУ	кВт	**3 606**	360	147	129	159	141	207	234	216	369	336	288	336	372	288
3.3	Потребление электроэнергии по годам по вводимому проектному оборудованию	**кВт**		360	507	636	795	936	1 143	1 377	1 593	1 962	2 298	2 586	2 922	3 294	3 582
3.4	Накопленное потребление электроэнергии по годам по введенному действующему оборудованию	**кВт**	**269**	23	7	9	8	10	12	16	18	29	28	24	28	31	24

Рекомендации по системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Для обеспечения стабильной работы системы сбора и подготовки скважинной продукции рекомендуются следующие мероприятия:

1. Для решения проблем коррозии рассмотреть возможность применения трубопроводов из стеклопластикового материала, гибких композитных труб или трубопроводов с внутренним антикоррозийным покрытием (на основе эпоксидных эмалей, высоковязких материалов и других обладающих теплоизоляцией и устойчивостью к коррозии, механическому истиранию) с проведением ОПИ по подбору вышеуказанных трубопроводов. Замену изношенных корродированных стальных труб в целях экономии затрат предлагается выполнять во время проведения ежегодных плановых ремонтных работ. В местах прокладки трубопроводов устанавливать знаки обозначения, в целях исключения возможного повреждения труб при проведении земляных работ.

2. Выполнять работы по расширению системы промыслового сбора и транспортировки в соответствии с объемами и сроками проектных решений рекомендованного варианта разработки, с установкой дополнительной групповой установки (1 ед.), замерных установок (18 ед.), печей подогрева (45 ед.) и т.д.

3. Для оптимизации системы сбора и транспортировки жидкости ГУ-104 и ГУ-103, рекомендуется осуществить перенос ГУ-104 на участок ближе к территории ГУ-103 с переключением нескольких добывающих скважин от ЗУ-103Е, В для увеличения объема поступающей жидкости в ГУ-104 и разгрузки ГУ-103.

4. Выполнить реконструкцию газопроводов системы сбора и транспортировки попутно-нефтяного газа и узлов сепарации газа с установкой электрохимической защиты (ЭХЗ) для продления срока службы трубопроводов (от коррозии). Для снижения давлений в буферных емкостях рекомендуется прокладка дополнительных газопроводов параллельно к существующим сточным и осевым коллекторам системы газосбора.

5. Рассмотреть возможность замены АГЗУ без измерения обводненности со сроком эксплуатации свыше 20 лет на АГЗУ новых образцов или модернизировать АГЗУ, не измеряемых в полном объеме всех показателей на массовые расходомеры.

6. Провести поэтапную замену и модернизацию изношенного и морально устаревшего электрооборудования, в том числе трансформаторные подстанции, распределительные пункты РП-6 кВ, воздушные линии электропередачи, высоковольтные частотно-регулируемые приводы, электродвигатели.

7. В целях экономии затрат на промысловое обустройство объемы работ по прокладке самостоятельных выкидных трубопроводов на действующем фонде скважин предлагается совмещать с проводимыми ремонтными работами. Для предотвращения порывов, улучшения сбора и транспортировки добываемой продукции необходимо проводить своевременную реконструкцию системы нефтепроводов на месторождении Карамандыбас.

8. Рекомендуется актуализировать оцифровку системы сбора и транспортировки продукции. Провести гидравлические расчеты системы сбора и транспортировки продукции для оценки текущего состояния системы и с учетом утвержденных проектных решений.

4.3.5 Требование к разработке программы по переработке (утилизации) газа

На месторождении применяется замкнутая герметизированная однотрубная лучевая система промыслового сбора попутного нефтяного газа от всех групповых установок (ГУ) и от установки предварительного сброса воды (УПСВ-2), а газ от ЦППН на прямую транспортируется через отдельные линии на газоперерабатывающий завод ТОО «КазГПЗ» для дальнейшей полной утилизации попутного нефтяного газа.

В соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа.

Программа развития переработки сырого газа подлежит утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и обновлению каждые три года. Отчеты о выполнении программ развития переработки сырого газа должны направляться недропользователем ежегодно в уполномоченный орган в области углеводородов по форме, им утверждаемой.

Согласно Кодекса «О недрах и недропользовании» запрещается сжигание сырого газа в факелах, за исключением случаев: угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде; при испытании объектов скважин; при пробной эксплуатации месторождения; при технологически неизбежном сжигании сырого газа.

Действующая «Программа развития переработки сырого газа месторождений Узень и Карамандыбас на 2023-2025 годы» разработана филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз» и утверждена Рабочей группой Министерства энергетики РК, протокол №1 от 22 июля 2022 г. Данная программа разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» и приказом Министра энергетики РК №165 от 05.05.2018 г. «Об утверждении Формы программы развития переработки сырого газа».

Как следует из действующей Программы, практически весь объем добываемого сырого газа месторождения Карамандыбас утилизируется путем сдачи на дальнейшую переработку сырого газа в ТОО «КазГПЗ». Между АО «Озенмунайгаз» и ТОО «КазГПЗ» ежегодно заключаются договора на отпуск сырого газа от АО «Озенмунайгаз» и принятием его ТОО «КазГПЗ». В рамках настоящих договоренностей ТОО «КазГПЗ» должно принять весь объем сырого газа, и, на основании этого, все обязательства по неизбежному сжиганию сырого газа месторождения Карамандыбас, включая объем сжигания газа при пуске-наладке технологического оборудования, при эксплуатации технологического оборудования, при техническом обслуживании и ремонтных работах, при технологических сбоях возлагаются на ТОО «КазГПЗ». В этой связи, объем технологически неизбежного сжигания попутного нефтяного газа на месторождении принят равным 0,0 м^3, т.е. сжигание газа не предусмотрено.

Также заключаются договора на услуги по поставке природного и сухого отбензиненного газа для собственных нужд АО «Озенмунайгаз». Основными потребителями природного и сухого отбензиненного газа являются печи подогрева, установки депарафинизации НКТ (ванна) и административные здания.

Таким образом, добыча всего попутного нефтяного газа месторождения

Карамандыбас соответствует его сдаче в ТОО «КазГПЗ», что обеспечивает полную утилизацию попутного газа на месторождении и в соответствии с законодательством РК добытый газ перерабатывается и утилизируется на 100%.

4.3.6 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Требования к системе ППД

Проектирование сооружений системы ППД должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надежный учет закачиваемой в продуктивные пласты воды по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

Система ППД должна обеспечивать:

– объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождения в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;

– подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;

– возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;

– герметичность и надежность **эксплуатации**, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;

– возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения **нефти** к забоям **эксплуатационных** скважин.

Рекомендации к системе ППД

Заводнение продуктивных пластов на месторождении Карамандыбас осуществляется блочной кустовой насосной станцией БКНС-10. В качестве рабочего агента используются вода Каспийского моря, подаваемая по водоводу с водозабора г. Актау. Специальная подготовка воды не производится. В разделе 3.2.3 Проекта разработки рассмотрено текущее состояние объектов ППД месторождения.

Для решения проблем коррозии рассмотреть возможность применения трубопроводов из стеклопластикового или гибких композиционных материалов и/или трубопроводов с внутренним антикоррозийным покрытием (на основе эпоксидных эмалей, высоковязких материалов и других обладающих теплоизоляцией и устойчивостью к коррозии, механическому истиранию) с проведением ОПИ по подбору вышеуказанных трубопроводов.

Для поддержания целевых параметров закачки необходимо на все нагнетательные скважины установить штуцера и счетчики. Это позволит составить материальный баланс системы и определить существуют ли утечки, оценить правильность периодических замеров, которые осуществляются сейчас, а также контролировать объем закачиваемой

воды. При поддержании целевых параметров, объем закачки пластовой / морской воды на БКНС уменьшится. Высвободившийся объем воды будет перенаправлен в общую низконапорную систему ППД для нужд других БКНС, а также сократится закуп объемов морской воды.

Вместе с тем, выборочное сравнение фактических параметров на устьях нагнетательных скважин и рассчитанных давлений, полученных в результате моделирования в специализированном программном комплексе, показывает, что на некоторых участках системы имеются дополнительные потери давления. Это может быть вызвано общим ухудшением состояния и работоспособности трубопроводов. На стенках технологических трубопроводов со временем образуются отложения, что приводит к уменьшению внутреннего диаметра труб. Уменьшение внутреннего диаметра труб, в свою очередь, ведет к снижению пропускной способности водопроводной системы и возрастанию перепада давления.

При выявлении недозакачки воды в нагнетательную скважину рекомендуется провести мероприятия по очистке трубопроводов, а также провести ГТМ по увеличению приемистости скважин.

Водоводы высокого давления и БКНС должны рассматриваться в совокупности с анализом системы управления заводнением пластов и исследованиями по определению оптимальных режимов работы нагнетательных скважин.

Ввиду изношенности оборудования рекомендуется выполнить реконструкцию системы закачки БКНС-10.

Требования и рекомендации к качеству закачиваемых вод

Вода, применяемая для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть стабильной и совместимой с пластовой водой продуктивных горизонтов. Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породами пласта является показателем способности воды к образованию и выделению осадков, которые могут кольматировать фильтр нагнетательных скважин и призабойную зону. Выделение осадков происходит в ходе химических реакций при смешивании вод различного состава и возникновения пересыщенных растворов.

Требования к качеству вод, закачиваемых в пласты для ППД определены в СТ РК 1662-2007 по следующим показателям:

1. Водородный показатель (pH).
2. Фильтрационная характеристика.
3. Совместимость с пластовой водой и породой.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.
5. Содержание нефти и механических примесей в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора.
6. Содержание растворенного кислорода.
7. Набухаемость пластовых глин.
8. Коррозионная активность.
9. Содержание сероводорода.
10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).
11. Содержание ионов трехвалентного железа.

Основной проблемой использования морской воды в качестве нагнетаемой жидкости является присутствие в ней сульфатов, которые реагирует не только с барием в пластовой воде, образуя отложения, но и с сульфатвосстанавливающими бактериями в

условиях пласта, образующими сероводород. Также морская вода имеет более высокую коррозионную активность ввиду наличия в ней растворенного кислорода, что сильно влияет на срок службы наземного оборудования и трубопроводной коммуникации системы ППД. Из-за высокой изношенности действующих магистральных трубопроводов (85% трубопроводов превышают 30 летний срок эксплуатации) происходят различные перебои поставок морской воды, что в свою очередь, приводит к недозакачке в пласт морской воды и соответствующему недобору нефти.

В целях дальнейшего совершенствования системы ППД на месторождениях Карамандыбас и Узень планируется заменить морскую воду на альб-сеноманскую в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления. В настоящее время в АО «ОМГ» на территориях НГДУ-2/ НГДУ-4 выполняются работы по реализации проекта по закачке альб-сеноманской воды в системе ППД месторождений Узень и Карамандыбас, включающие бурение и обустройство водозаборных скважин. Намечаемые мероприятия по реализации проекта «Альб-сеноман» представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Намечаемые мероприятия по реализации проекта «Альб-сеноман»

Наименования	Ед. изм.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Обустройство 16 водозаборных скважин для тестирования	скв.	16		
Бурение 22 водозаборных скважин альб-сеноманских горизонтов (в случае подтверждения запасов от тестирования 16 водозаборных скважин)	скв.		22	
Обустройства 22 водозаборных скважин с насосной станции и резервуаром (в случае подтверждения запасов от тестирования 16 водозаборных скважин)	скв.			22
Строительство подстанции (ПС) – Альб-сеноман (в случае подтверждения запасов от тестирования 16 водозаборных скважин)	п/ст			1

Состав и физико-химические свойства морской и альб-сеноманской вод представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Состав и физико-химических свойств вод, применяемых и рекомендуемых для заводнения.

Источники водоснабжения	pH	Плотность при 20 °С, г/см^3	Содержание ионов, мг*л/мг*экв/л						Общая минерализация, г/л
			SO_4^-	Cl^-	HCO_3^-	Ca^{++}	Mg^{++}	K^++Na^+	
Морская вода (применяемый рабочий агент)	7,6	1,008	2840,5	5545,1	256,2	380,8	936,3	2846,2	12,81
Альб-сеноманская вода (рекомендуемый рабочий агент)	7,5	1,007	2388,9	4669,1	192,2	325,7	311,1	3290,6	11,19

Таким образом, в случае подтверждения при тестировании запасов альб-сеноманской воды планируется ввод в эксплуатацию 38 водозаборных скважин для использования воды в системе ППД. При использовании альб-сеноманской воды необходимо осуществлять их раздельную закачку через различные насосные агрегаты. Это предупредит осложнения в системе ППД, вызванные несовместимостью различных типов используемой воды.

Проектные решения по системе ППД

На месторождении Карамандыбас создана герметизированная система поддержания пластового давления, состоящая из водоводов низкого давления, нагнетательных линий и коллекторов высокого давления, БКНС-10, оснащенной электрическими центробежными насосами, и водораспределительных блоков, через которые закачиваемая вода под давлением подается на устье нагнетательных скважин эксплуатационного фонда.

При определении наиболее оптимальных решений, необходимых для обеспечения проектных объемов закачки рабочего агента в системе ППД в соответствии с планируемыми

объемами ввода проектных скважин в эксплуатацию, было рассмотрено три варианта по обустройству объектов ППД.

Вариант разработки №1 продолжение реализуемого варианта утвержденного проекта разработки. По Варианту разработки №1 планируется ввод 2 проектных нагнетательных скважин, которые выводятся из бурения: одна скважина в 2023 г., вторая – в 2024 г. Также в период 2023-2029 гг. предусмотрен перевод скважин под нагнетание в количестве 10 ед. Для реализации проектных решений по Варианту №1 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

– нагнетательных высоконапорных водоводов (Ду 100 мм, Р=20 МПа) от ВРП до проектных скважин протяженностью 0,36 км;

– нагнетательных высоконапорных водоводов (Ду 100 мм, Р=20 МПа) от ВРП скважин, переведенных под нагнетание, протяженностью 4,96 км;

– установить на устьях нагнетательных скважин расходомеры (для учета закачиваемой воды) и контролирующее оборудование в количестве 12 комплектов.

Объемы работ по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов по Варианту №1 представлены в таблице 4.9.

По **Варианту разработки №2** в период с 2022 по 2036 гг. планируется ввод 71 проектных нагнетательных скважин, которые выводятся из бурения, 10 скважин переводятся под нагнетание. Для реализации проектных решений по Варианту №2 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

– проектных водораспределительных пунктов (ВРП) на 8 отводов в количестве 4 ед.;

– нагнетательных высоконапорных водоводов (Ду 100 мм, Р=20 МПа) от ВРБ до проектных скважин протяженностью 51,14 км;

– разводящих высоконапорных водоводов DN 150 мм от осевых водоводов до дополнительных ВРБ протяженностью 4,86 км;

– установить на устьях нагнетательных скважин расходомеры (для учета закачиваемой воды) и контролирующее оборудование (манометр, обратный клапан и т.д.) в количестве 81 комплект.

Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов по Варианту №2 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.9 – Вариант №1. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов.

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки						
				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	**Оборудование:**									
1.1	Подключение проектных нагнетательных скважин из бурения	**ед.**	**2**	1	1					
1.2	Перевод скважин под нагнетание	**ед.**	**10**	1	1	2		3	2	1
1.3	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	**ед.**	**12**	2	2	2		3	2	1
1.4	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	**компл.**	**12**	2	2	2		3	2	1
2	**Прокладка трубопроводов:**									
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП до проектных нагнетательных скважин из бурения	**м**	**360**	150	210					
2.2	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП переведенных скважин под нагнетание	**м**	**4 960**	150	60	1 340		1 660	650	1 100

Таблица 4.10 – Вариант №2. Объемы работ по годам по расширению действующей системы ППД и вводу в эксплуатацию проектных объектов.

№ п/п	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Всего	Период разработки													
				2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	**Оборудование:**																
1.1	Подключение проектных нагнетательных скважин из бурения	**ед.**	**71**	1		5	5	6	12	9	7	5	8	9	1	1	2
1.2	Перевод скважин под нагнетание воды	**ед.**	**10**	1	1	2		3	2	1							
1.3	Установка на устьях скважин расходомеров для учета закачиваемой воды	**ед.**	**81**	2	1	7	5	9	14	10	7	5	8	9	1	1	2
1.4	Монтаж на устье контролирующего оборудования (манометр, обратный клапан и т.д.)	**компл.**	**81**	2	1	7	5	9	14	10	7	5	8	9	1	1	2
1.5	Монтаж проектных водораспределительных пунктов (ВРП)	**ед.**	**4**			1	1	1	1								
2	**Прокладка трубопроводов:**																
2.1	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП до проектных нагнетательных скважин из бурения	**м**	**46 300**	1 200		1 520	3 800	3 810	5 900	5 160	3 670	2 520	6 650	6 240	1 100	2 800	1 930
2.2	Прокладка водоводов (СПТ, Ду 100, Р=20 МПа) от ВРП до скважин, переведенных под нагнетание	**м**	**4 840**	200	50	1 270		1 550	660	1 110							
2.3	Прокладка нагнетательного сточного водовода (СПТ, Ду 150, Р=10 МПа) от БКНС до проектных ВРП (основной + резервный)	**м**	**9 860**			3 520	2 400	2 380	1 560								

Таким образом, для обеспечения стабильной работы системы ППД рекомендуются следующие мероприятия:

1. Для решения проблем коррозии рекомендуется применять трубопроводы из стеклопластикового материала, гибких композитных труб или трубопроводов с внутренним антикоррозийным покрытием (на основе эпоксидных эмалей, высоковязких материалов и других обладающих теплоизоляцией и устойчивостью к коррозии, механическому истиранию).
2. Заменить морскую воду на альб-сеноманскую в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления.
3. Выполнить реконструкцию системы закачки БКНС-10.
4. Установить штуцера и счетчики на все нагнетательные скважины, частотные регуляторы (преобразователя) на насосах БКНС. Это позволит оценить правильность периодических замеров, которые осуществляются сейчас, а также контролировать объем закачиваемой воды.
5. Выполнить НИР с построением цифровой модели системы ППД месторождения Карамандыбас в специализированном программном комплексе с проведением гидравлических расчетов для оценки текущего состояния системы и с учетом утвержденных проектных решений.

4.4 Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин

4.4.1 Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Конструкция скважины должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины.

Основные параметры конструкций скважины: число и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

· геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

- назначение и цель бурения скважины;
- предполагаемый метод заканчивания скважины;
- способ бурения скважины;
- уровень организации, техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;
- уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;
- способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относят предполагаемую и фактическую литологию, стратиграфию и тектонику разреза, мощность пород с различными проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

В процессе разработки залежи ее начальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты в целях более полного извлечения нефти и газа из недр, поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше, факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше число и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения ранее пробуренных скважин на месторождении Узень и, в соответствии с действующими в РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», а также с учетом «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», предусматриваются следующие наименования колонн:

- Направление спускается на глубину 30 метров с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.
- Кондуктор спускается на глубину 320 метров с целью перекрытия зон поглощений и неустойчивых отложений. В скважинах, вскрывающих газовый горизонт в отложениях байосса, глубину спуска кондуктора необходимо увеличить до 470 метров (длина кондуктора определяется из условия недопущения гидроразрыва пород при ликвидации возможных газопроявлений). В нагнетательных скважинах глубина спуска кондуктора определяется из условий перекрытия альб-сеноманских водоносных горизонтов с целью уменьшения коррозии эксплуатационной колонны и принимается равной 600 метров.
- Промежуточная (техническая) колонна спускается на глубину 1100 метров в горизонтальных скважинах с целью перекрытия водоносных горизонтов, неустойчивых отложений, поглощающих горизонтов, а также с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну.
- Эксплуатационная колонна спускается на глубину 1400/2200 метров с целью изоляции вскрываемого разреза, разобщения, испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов, а также нагнетания рабочего агента в пласт. В горизонтальных скважинах эксплуатационная колонна спускается на глубину точки А.
- Эксплуатационный хвостовик (щелевой фильтр) спускается на глубину точки Б в горизонтальных скважинах с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Рекомендуемая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр, мм		

	долота	**колонны**	**Глубина спуска колонны, м**	**Высота подъема цемента, м**
Направление	393,7	324	30	до устья
Кондуктор	295,3	245	320/470 (600)	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	168	1400/2200	до устья
Горизонтальных скважин				
Направление	508,0 или 490,1	426	30	до устья
Кондуктор	393,7	324	320/470	до устья
Промежуточная (техническая) колонна	295,3	245	1100	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	178	точка А	до устья
Эксплуатационный хвостовик (щелевой фильтр)	152,4	114	точка Б	не цемен-тируется

Конструкцию скважин следует уточнить в технических проектах, исходя из местоположения их на структуре, с учетом данных бурения предыдущих скважин.

Надежность и долговечность конструкции должна обеспечивать нормальную эксплуатацию скважины.

Эксплуатационную колонну следует спускать на 50 метров ниже подошвы эксплуатационного объекта. Величина зумпфа в 50 метров принята с запасом и обусловлена возможностью приема падающих в скважину элементов внутрискважинного оборудования и исключения необходимости проведения ловильных работ.

При бурении вертикальных скважин отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 градусов.

При бурении наклонно-направленных скважин максимально-допустимое случайное отклонение забоя пробуренной скважины от проектного положения (точность попадания) не должно превышать 20 метров.

Полагаясь на положительный опыт применения подобной конструкции скважин в регионе, количество, глубины и типоразмер обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных флюидопроявлений и испытании скважин на продуктивность.

Принимая во внимание проектные глубины и необходимость спуска обсадных колонн, бурение скважин рекомендуется производить буровыми установками (БУ) с допустимой нагрузкой на крюке превышающей вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40%, роторным, турбинным, турбинно-роторным способами с использованием гидравлического забойного двигателя, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе. Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения.

В зависимости от свойств ожидаемого флюида и пластового давления в соответствующих интервалах, а также типа БУ, после спуска и цементирования кондуктора, в скважинах с одноколонной (не считая кондуктора) конструкцией, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием ОП 45-230/80×35 ГОСТ 13862-2003.

Выбор обсадных труб проводится с учетом ожидаемых наружных и внутренних давлений, осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида, как на стадиях строительства, так и при эксплуатации скважины на основании действующих инструкций.

Запрещается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

Тип резьбового соединения обсадных труб должен соответствовать ожидаемому флюиду и давлению в процессе эксплуатации.

Обвязку обсадных колонн скважин предусмотрено производить с помощью колонных головок ОКК1-21-168×245 с последующим оборудованием устьев фонтанными арматурами АФК1-65×21 .

Для надежной изоляции пластов и предотвращения коррозии труб предусматривается подъем цемента за колоннами производить до устья скважины, за исключением эксплуатационного хвостовика (щелевого фильтра).

Для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора цементным, предупреждения поглощений при цементировании и улучшения качества цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектными;
- применение специальных комбинированных буферных жидкостей, обеспечивающих отмыв глинистой корки и кольматацию высокопроницаемых пропластков;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, скребков, турбулизаторов в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;
- в целях обеспечения подъема цемента за эксплуатационной колонной, предусматривается цементирование эксплуатационной колонны в скважинах производить в две ступени с разрывом во времени, как из соображений предупреждения гидроразрыва, так и защиты колонны от коррозии.
- вращение обсадных колонн и расхаживание колонн в процессе цементирования для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы

- использование высококачественного тампонажного цемента типа ПЦТ I-СС-100 или ПЦТ I-G-СС-1 по ГОСТ 1586-91 или G (HSR) по API 10A;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;

- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;
- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, диспергенты, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих цементированию этой колонны (температура, давление, начало и конец схватывания, загустевания, прочность и др.), запрещается.

Расчетная продолжительность цементирования колонны не должна превышать 75% от времени начала загустевания тампонажного раствора.

Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в технических проектах на строительство скважин.

5 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **3 варианта разработки**.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **второй вариант разработки месторождения**.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант.

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. В данном случае проектным документом на разработку является «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас (нефть)» 2014 года. В варианте предусмотрено бурение с 2023 по 2025 годы в общем 44 скважины, для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии ГРП во всех новых скважинах и в скважинах переходящего фонда на низкопродуктивных горизонтах, а также выполнение ГТМ и проведение мероприятия потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на нагнетательном фонде. С учетом текущего состояния разработки предусмотрен перевод на вышележащий и нижележащий горизонт 195 скважин с 2023 по 2065 гг., перевод под нагнетание 10 скважин с 2023 пр 2029 гг., углубление 60 скважин с 2023 по 2046 гг. и ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., ввод из бездействия 48 скважин, зарезка бокового ствола на 7 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). Дополнительно к варианту 1 предусматривает совершенствование системы разработки за счет бурения новых скважин на основных объектах эксплуатации, применение технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), радиального вскрытия пласта. Всего на месторождении предлагается к бурению 340 скважин, из них 269 добывающих и 71 нагнетательная скважина, начиная с 2023 г. по 2036 г. Перевод на вышележащий и нижележащий объект разработки – 427 скважин (312 добывающих и 115 нагнетательных); перевод под нагнетание – 10 скважин; углубление - 64 скважин (49 добывающих и 15 нагнетательных); ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., радиальное вскрытие пласта на 5 скважинах, применение установок ОРД в количестве 17 единиц и ОРЗ в количестве 11 единиц, а также гидроразрыв пласта и потокоотклоняющие технологии.

Вариант 3 – аналогичен варианту 2, дополнительно предусматривается применение технологии полимерного заводнения на участке XIV горизонта (начиная с 2029 г.). Для увеличения доли дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин на XIII ВК+ЗК объекте предусмотрено бурение 2 горизонтальных скважин вместо двух вертикальных, а также бурение 3 горизонтальных скважин на XXV ЗК объекте вместо 6 мероприятий по углублению и бурения 3-х вертикальных скважин. Также предусмотрена эксплуатация горизонтальных скважин с УЭЦН и проведение колтьюбинга на горизонтальных скважинах.

5.1. Обоснование варианта, выбранного инициатором намечаемой деятельности для применения

В рамках настоящей работы рассмотрены 3 варианта разработки.

Согласно рекомендаций п.135 «Единые правила…», в качестве базового варианта предусматривается реализуемый вариант утвержденного проекта. Второй вариант отличается количеством проектных скважин для бурения и проведением ГТМ. Отличительной чертой третьего варианта является бурение горизонтальных скважин и применение технологии полимерного заводнения.

Забойные давления в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне давления насыщения нефти растворенным газом или 0,8 Рнас≤Рзаб≤1,2Рнас. Снижение забойного давления в добывающих скважинах ниже давления насыщения не допускается без наличия результатов, проведенных специальных гидродинамических исследований (ГДИ). Безусловно, в процессе разработки месторождения, забойные давления в добывающих скважинах необходимо уточнять по мере уточнения физико-химических свойств нефти в пластовых условиях.

Проектируется компенсация отборов жидкости в пластовых условиях на уровне 120%.

При размещении новых скважин учитывались расстояния между скважинами существующего фонда, составляющие 200-300 м. с учетом характера распространения продуктивных пластов коллекторов.

Размещение проектных скважин по объектам разработки приведено на картах пробуренных и проектных скважин.

Выбор расчетных вариантов проводился с учетом особенностей геологического строения, сложившейся системы разработки, проведенного анализа разработки месторождения, результатов гидродинамических исследований. При этом принималась во внимание необходимость создания условий для максимально возможного охвата воздействием и эффективного дренирования пластов.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из рассмотренных расчетных вариантов, в которых оценивались некоторые технические решения и технологии, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационных объектов.

Для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии гидроразрыва пласта (далее ГРП) во всех новых скважинах и скважинах переходящего фонда.

Вариант 1 – базовый вариант.

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. В данном случае проектным документом на разработку является «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас (нефть)» 2014 года. В варианте предусмотрено бурение с 2023 по 2025 годы в общем 44 скважины, для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии ГРП во всех новых скважинах и в скважинах переходящего фонда на низкопродуктивных горизонтах, а также выполнение ГТМ и проведение мероприятия потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на нагнетательном фонде. С учетом текущего состояния разработки предусмотрен перевод на вышележащий и нижележащий горизонт 195 скважин с 2023 по 2065 гг., перевод под нагнетание 10 скважин с 2023 пр 2029 гг., углубление 60 скважин с 2023 по 2046 гг. и ввод из контрольного фонда

1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., ввод из бездействия 48 скважин, зарезка бокового ствола на 7 скважинах.

Таблица 5.1 – Основные показатели буровых работ.

Наименование	Единица измерения	Годы
Количество одновременно действующих буровых станков (всего):	шт.	19
Количество буровых станков (ТОО "Бургылау")	шт.	6
Коммерческая скорость бурения, м на 1 станок в месяц	м/ст.мес.	1800
Объем эксплуатационного бурения (за 1 год)	тыс.м	42,6
Средняя глубина скважин	м	1780
Средняя продолжительность строительства 1-й скважины: из них: бурение+крепление монтажно-строительные работы освоение	сут сут сут сут	43 30 4 10
Производительность 1-го станка	скв/год	3-4
Производительность всех станков Ввод в эксплуатацию скважин из бурения 1-им станком	скв/год скв/год	24 3-4

Вариант 2 (рекомендуемый). Дополнительно к варианту 1 предусматривает совершенствование системы разработки за счет бурения новых скважин на основных объектах эксплуатации, применение технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), радиального вскрытия пласта. Выбор технологий ОРЗ и ОРД проводился с учетом того, чтобы организовать закачку на участках отсутствия ППД и увеличить темп отбора ОИЗ на участках без отбора добычи за счет ускоренного перевода скважин на данные участки из числа новых скважин. Примемение технологий ОРЗ и ОРД на новых скважинах обусловлено требованиями исправного технического состояния скважин. Также, в текущем варианте с целью увеличения производительности действующих добывающих скважин предусмотрено проведение мероприятий по радиальному вскрытию пласта, с целью снижения темпов обводненности – продролжение проведения технологии ПОТ.

Всего на месторождении предлагается к бурению 340 скважин, из них 269 добывающих и 71 нагнетательная скважина, начиная с 2023 г. по 2036 г. Перевод на вышележащий и нижележащий объект разработки – 427 скважин (312 добывающих и 115 нагнетательных); перевод под нагнетание – 10 скважин; углубление - 64 скважин (49 добывающих и 15 нагнетательных); ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., радиальное вскрытие пласта на 5 скважинах, применение установок ОРД в количестве 17 единиц и ОРЗ в количестве 11 единиц, а также гидроразрыв пласта и потокоотклоняющие технологии.

Вариант 3 – аналогичен варианту 2, дополнительно предусматривается применение технологии полимерного заводнения на участке XIV горизонта (начиная с 2029 г.). Для увеличения доли дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин на XIII ВК+ЗК объекте предусмотрено бурение 2 горизонтальных скважин вместо двух вертикальных, а также бурение 3 горизонтальных скважин на XXV ЗК объекте вместо 6 мероприятий по углублению и бурения 3-х вертикальных скважин. Также предусмотрена эксплуатация горизонтальных скважин с УЭЦН и проведение колтьюбинга на горизонтальных скважинах.

5.2 Социальные и экономические эффекты от реализации проекта

Более подробно оценка на социально-экономическую среду рассмотрена в разделе 14.2.

В результате реализации рекомендованного 2-го варианта по Проекту разработки месторождения будет привлечено порядка 20-ти подрядных организаций в области

строительства и обустройства запроектированных объектов, создано дополнительно около 150 рабочих мест, что улучшит показатели региона по уровню занятости, снизит уровень безработицы, позволит увеличить доходы населения. Кроме того, реализация проекта позволит увеличить инвестиции в экономику области, будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения.

Положительным фактором является поступление денежных средств в бюджет района и области, предоставление рабочих мест для местного населения, а также развитие научно-технического прогресса. В настоящее время в Республике Казахстан больше внимания стало уделяться увеличению участия в проектах местных трудовых и сырьевых ресурсов.

Основной мерой воздействия на социальную сферу в настоящее время является изменение уровня жизни, который оценивается по множеству параметров, основными из которых являются: здоровье населения, демографическая ситуация, уровень образования, трудовая занятость, уровень науки и культуры, степень развития экономики, доходы населения и прочее.

В период намечаемой деятельности потенциально отрицательное воздействие на социально-экономическую среду окажут такие факторы, как возрастание нагрузки на существующие условия коммунально-бытовой сферы населенных мест (использование существующих автодорог, образование отходов производства и потребления и т.п.). еще одним из отрицательных факторов при разработке месторождения является его постепенное истощение. Но при этом при разработке месторождения и увеличение доходов предприятие может инвестировать в геологоразведку и разработку новых залежей.

Критерии оценки изменений в социально-экономической сфере отражают только пространственные масштабы воздействия, которые достаточно уверенно прогнозируются на основании имеющегося опыта.

Потенциальное положительное воздействие на социальную и экономическую сферы проявится в привлечении местного населения к работам по основным и вспомогательным видам деятельности, связанным с проектом. Привлечение буровых компаний, строительных организаций, а также компаний, оказывающих социально-бытовые услуги. Помимо прямой, непосредственной занятости, определенное количество местных трудовых ресурсов может быть занято в деятельности по материально-техническому снабжению.

Реализация данного проекта обеспечивает следующие социальные и экономические эффекты:

-рост занятости населения;

-рост доходов бюджета РК от налогов и отчислений, оплачиваемых оператором проектируемого производства.

Данный проект имеет как косвенные экономические выгоды, так и прямые экономические выгоды для общества.

К прямым экономическим выгодам относятся следующие выгоды:

- увеличение объемов добычи углеводородного сырья, в том числе с высокой добавленной стоимостью;

-создание новых рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации проектируемого объекта;

- рост ВРП Мангистауской области;

- увеличение налоговых поступлений в бюджеты всех уровней.

К косвенным выгодам о реализации проекта, которые трудно оценить количественно, можно отнести следующие выгоды:

- доступ к современным технологиям;
- улучшение социально-экономической обстановки в регионе.

5.2.1 Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения

Проектный срок по первому варианту срок разработки месторождения составляет 53 года с 2023 по 2075 гг. По второму и третьему рассматриваемым вариантам разработки месторождения составляет 68 лет с 2023 по 2090 гг.

5.2.2 Общие технические характеристики намечаемой деятельности

первый вариант - рассматривает продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки бурением 44 скважин, перевод на вышележащий и нижележащий горизонт 195 скважин с 2023 по 2065 гг., перевод под нагнетание 10 скважин с 2023 пр 2029 гг., углубление 60 скважин с 2023 по 2046 гг. и ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., ввод из бездействия 48 скважин, зарезка бокового ствола на 7 скважинах;

второй вариант - предусматривает совершенствование системы разработки за счет бурения новых скважин на основных объектах эксплуатации 340 скважин, из них 269 добывающих и 71 нагнетательная скважина, перевод на вышележащий и нижележащий объект разработки – 427 скважин (312 добывающих и 115 нагнетательных); перевод под нагнетание – 10 скважин; углубление - 64 скважин (49 добывающих и 15 нагнетательных).

третий вариант - дополнительно к проектным решениям по варианту 2 предусматривается применение технологии полимерного заводнения на участке XIV горизонта (начиная с 2029 г.). Для увеличения доли дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин на XIII ВК+ЗК объекте предусмотрено бурение 2 горизонтальных скважин вместо двух вертикальных, а также бурение 3 горизонтальных скважин на XXV ЗК объекте вместо 6 мероприятий по углублению и бурения 3-х вертикальных скважин. Также предусмотрена эксплуатация горизонтальных скважин с УЭЦН и проведение колтьюбинга на горизонтальных скважинах.

5.2.3 Площадь занимаемых земель

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории (39868,6697 га) АО «Озенмунайгаз».

Проектом планируется проводить работы на землях промышленности, транспорта, связи, обороны и иного несельскохозяйственного назначения месторождения Узень (Акт на земельный участок № 2108261120197558) на контрактной территории (Контракт №40 от 31 мая 1996 г. на осуществление разработки нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области) АО «Озенмунайгаз» поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

5.2.4 Сведения об ожидаемой потребности предприятия в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

5.2.1 Электроснабжение

Электроснабжение для реализации намечаемой деятельности преусматривается посредствам существующих ЛЭП, а также с помощью выработки электроэнергии ДЭС.

5.2.2 Водоснабжение и водоотведение

Питьевое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды при реализации рассматриваемых вариантов разработки (строительство скважин и ввод нового

проектируемого оборудования) обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору. Вода для хозяйственно-бытовых нужд – волжская вода. Техническая вода - техническая волжская вода. Водовод Астрахань–Мангышлак.

Вода технического качества используется:

- для производственных нужд (котельная, обмыв оборудования);
- частично для хоз-бытовых целей (полив зеленых насаждений, влажная уборка производственных и бытовых помещений, стирка спецодежды в прачечной, подпитка отопительной системы, горячее и холодное водоснабжение в душевых и санузлах).

Водооборотные системы отсутствуют.

Водопотребление при строительстве 1 скважины представлено в ниже следующей таблице:

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м^3/цикл
Питьевая вода, в том числе:	**109,368**
- на хоз-бытовые нужды	109,368
Вода на технические нужды, в том числе:	**578,004**
- основа жидкости освоения	37,500
- для смены жидкости освоения на воду и промывки	35,400
- на нужды котельной в зимнее время	57,140
- на противопожарные нужды	40,000
- для приготовления бурового раствора	326,664
- для цементного раствора	81,300
Всего	**687,372**

Сброс стоков от санитарных приборов при осуществлении строительства скважин (на буровой) осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

Более подробно сведения о водопотреблении и водоотведении представлены в разделе 8.1.

5.2.4.3 Материалы, сырье, ресурсы

Расход материалов и сырья по рекомендованному варианту разработки максимально ожидается при строительстве новых скважин. Расход на 1 скважину составит не более: цемент (т/скв.) – 115,8; моторное масло (т/скв.) – 9,368; дизельное топливо (т/скв.) – 278,534.

6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Согласно статье 113 ЭК под наилучшими доступными техниками понимается наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, которая свидетельствует об их практической пригодности для того, чтобы служить основой установления технологических нормативов и иных экологических условий, направленных на предотвращение или, если это практически неосуществимо, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду

Концепция наилучших доступных технологий, основывается на принципах единства технологического и экологического развития и последовательного его улучшения, и последние десятки лет успешно реализуется на месторождении Узень. Внедряются новые досупные технологии, которые позволяют вводить технологическое и экологическое единство, которое реализуется за счет приоритета предотвращения загрязнения перед его сокращением, что возможно за счет эколого-технологической модернизации производства, а также использования основ экономики замкнутого цикла. Принцип последовательного улучшения представляет собой постоянное движение от зафиксированного на старте уровня оказываемого экологического воздействия, зависящего от технологического состояния отрасли, к пошаговому снижению антропогенной нагрузки за счет совершенствования производства.

Одним из таких примеров является снижение воздействия загрязняющих веществ на окружающую среду за счет внедрения в хозяйственный оборот 100% добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ) и за счет прекращения сжигания ПНГ на факелах.

На предприятии постоянно совершенствуются методы и процессы добычи нефти, разделения и извлечения нефтяного (попутного) газа. Постоянно проводится исследовательская деятельность в области увеличения нефтеотдачи, внедряются новые технологии, модернизируются старые методы. В данный момент на месторождении рассматриваеся к применению новая технология согласно разработанного в 2021 году ТЭО «Строительство установок по подготовке подтоварной воды для целей ППД по месторасположению: Мангистауская область, месторождение Узень и Карамандыбас» (заключение РГП «Госэкспертиза» № 01-0519/21 от 24.09.2021 г.) Целью данного проекта является дополнительная очистка воды после УПСВ-1, 2 без изменения их производительности и объема существующей закачки очищенной воды в пласт. Реализация проекта позволит обеспечить стабильную и устойчивую добычу нефти по нижеследующим показателям: снижение осложняющих факторов в подземном и надземном оборудовании (солеотложение, механические примеси, биозараженность месторождении и др.); увеличение срока службы водоводов системы ППД и другого производственного оборудования и механизмов; увеличения межремонтного периода работы скважин, являющегося важным показателем надежности работы добычного комплекса, приводящего к снижению затрат.

Уровень технологии

Для оценки уровня примененной в проекте технологии использованы следующие критерии:

- уровень готовности технологии;
- уровень готовности производства;
- уровень готовности интеграции;

- уровень готовности системы.

Уровень готовности технологии. Используемая технология является серийным производством. По аналогии с уже существующим реально эксплуатируемым оборудованием, что подтверждает работоспособность технологии в условиях эксплуатации.

Уровень готовности производства. Продукция выпускается в полномасштабном производстве и соответствует всем требованиям к производительности, качеству и надежности. Возможности производственного процесса обеспечивают необходимый уровень качества. Все материалы, инструменты, инспекционное и тестовое оборудование, технические средства и персонал доступны и соответствуют требованиям полномасштабного производства. Цена продукции и затраты на единицу продукции соответствуют целевым, финансирование достаточно для производства продукции по требуемой цене. Практика бережливого производства внедрена.

Уровень готовности интеграции. Применяемые технологии успешно использованы в составе системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья, проверены в релевантном окружении взаимодействия используемых технологий.

Уровень готовности системы. Снижены риски интеграции и производства, реализованы механизмы операционной поддержки, оптимизирована логистика, реализован интерфейс с эксплуатацией, система сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья спроектирована с учетом возможностей производства, обеспечены доступность и защита критической информации. Продемонстрированы интеграция системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья, взаимодействие с ней, безопасность и полезность. Функциональные возможности соответствуют требованиям заказчика. Поддержка системы осуществляется в соответствии с требованиями к эксплуатации наименее затратным образом на протяжении всего жизненного цикла.

Рекомендации при внедрении наилучших доступных технологий

Выбор НДТ проводится с учетом следующих критериев:

- соответствие доступной технологии современному научно-техническому уровню в нефтегазовом комплексе;

- наличие ресурсо- и энергосберегающиего эффекта;

- экономическая целесообразность и эффективность внедрения доступной технологии (с учетом капитальных и эксплуатационных затрат) для конкретного вида деятельности;

- наличие сравнимых технологических процессов, производственного оборудования или методов эксплуатации, которые были успешно апробированы на промышленном уровне;

- наименьшие объемы и (или) уровни воздействия на окружающую среду в расчете на объем или массу выпускаемой продукции (товара) в единицу времени;

- подтверждение соответствия технологии требованиям отраслевых стандартов.

Одним из критериев выбора НДТ являются наименьшие объемы и (или) уровни воздействия на окружающую среду в расчете на объем или массу выпускаемой продукции (товара) в единицу времени (интервал величин от минимально возможного до максимально допустимого). Этот критерий предусматривает необходимость учета лучших

удельных экологических показателей, которые могут быть достигнуты в производственном процессе.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

В данном разделе рассмотрена потенциальная возможность воздействия на атмосферный воздух производственных операций, осуществляемых в процессе строительства скважин и эксплуатации вновь вводимого нового оборудования на период разработки месторождения Карамандыбас.

Этапы обустройства и эксплуатации проектируемых объектов будут сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных (организованных и неорганизованных) и передвижных источников выбросов загрязняющих веществ.

Предполагается, что состав и количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут отличаться для разных этапов строительства и эксплуатации, а также разных видов производственных работ на каждом этапе. При этом ожидается, что основная часть выбрасываемых загрязняющих веществ будет преимущественно 3-4 класса опасности, но отдельные компоненты могут иметь 1-2 класс опасности.

Приводимая далее оценка воздействия основывается на значениях выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, рассчитанных по проектным данным, а также по материалам проектов-аналогов – корректировка ОВОС к «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных добывающих скважин проектной глубиной 2000 метров месторождения Карамандыбас» (разрешение на эмиссии и заключение ГЭЭ № KZ18VCZ00868314 от 02.04.2021 г.)

Количественный и качественный состав выбросов от источников загрязнения проектируемых работ, подлежащий утверждению в качестве нормативов НДВ, будет определен на следующих стадиях проектирования, когда точно будут известны технические решения по составу работ и оборудования, являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха.

Основные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на проектируемых объектах месторождения Карамандыбас связаны с обустройством скважин и эксплуатацией технологического оборудования в процессе сбора, транспортировки и подготовки газа.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации уточненного проекта разработки месторождения Карамандыбас приняты следующие критерии:

- максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.), согласно списку «Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест» (приложения 1 к Гигиеническим нормативам «Санитарно-

эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №КР ДСМ-70).

Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилой зоне приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1ПДК.

Описание основных проектных решений по добыче и подготовке нефти и газа на месторождении Карамандыбас на перспективный период по вариантам разработки месторождения представлено в Разделах 3 - 5.

7.1 Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха на существующее положение

Разработкой газового месторождения Карамандыбас занимается АО «Озенмунайгаз», в составе которого, есть основные производственное управления, к которым относятся, прежде всего, нефтегазодобывающие управления и управление по подготовке нефти и производственного обеспечения (УПНиПО), а также управления, выполняющие второстепенные функции, вспомогательного или обслуживающего характера.

Нефтегазодобывающие управления НГДУ-1, НГДУ-2, НГДУ-3, НГДУ-4 являются основными производственными подразделениями, деятельность которых - добыча сырой нефти и газа на месторождениях Узень и Карамандыбас, и перекачка добытой нефти в УПНиПО.

Система промыслового транспорта продукции скважин месторождения Карамандыбас технологически привязана к системе промыслового сбора месторождения Узень. Месторождения Узень и Карамандыбас поделены на 4 НГДУ и 9 нефтепромыслов (НП). Месторождение Карамандыбас относится к НГДУ-4 и НП-7.

Продукция скважин месторождения Карамандыбас вместе с продукцией скважин НП-3, 6 и 9 месторождения Узень транспортируется на УПСВ-2, где проходит частичную подготовку. С УПСВ-2 нефть с обводненностью до 10 % транспортируется на ЦППН для подготовки до товарного качества и сдачи на реализацию.

Система промыслового транспорта продукции скважин месторождения Карамандыбас от ГУ до объектов подготовки, включающая сточные трубопроводы и нефтесборные коллекторы, является наиболее протяженной.

В состав НГДУ №4 входят производственные цеха:

Цех ЦДНГ- 4: ГУ-24, ГУ-27, ГУ-28, ГУ-30, ГУ-102

Цех ЦДНГ- 6: ГУ-10, ГУ-20, ГУ-21, ГУ-22, ГУ-23, ГУ-107, ГУ-110

Цех ЦДНГ- 7: ГУ-79, ГУ-100, ГУ-101, ГУ-103, ГУ-103, ГУ-105, ГУ-121

Цех ЦППД - 4: КНС-7, КНС-8/9, КНС-10, КНС-10а

Цех ЦПРС, ЦПО.

Согласно экологическому разрешению на воздействие № KZ KZ01VCZ03199239 для НГДУ-4 АО «Озенмунайгаз», полученному 02.03.2023 г. оператору допускается производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2023 году 4079,299472 тонн;

в 2024 году 2354,558407376 тонн;

в 2025 году 2353,03977 тонн.

По данным проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников НГДУ-4 в 2023-2025 гг. будет функционировать 1305 источника выбросов вредных веществ в атмосферу, из них 665 – организованных, 638 – неорганизованных, в том числе, 2 – залповых источников выброса. Объем выбросов загрязняющих веществ составит – 2381.97132761 тонн/год, из них: твердые – 16.930951688 т/год, газообразные и жидкие – 2365.04037592 т/год.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению № R.06.X.KZ 87VBZ00021184 от 09.11.2020 г. нормативная СЗЗ месторождения составляет 1000 метров.

В соответствии с п.5 «Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» от 13 июля 2021 года № 246 Решением РГУ "Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан" от 23.08.2021 по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду Нефтегазодобывающее управление №4 отнесено к 1 категории.

В настоящее время разработка месторождения Карамандыбас ведется согласно «Уточненного проекта разработки месторождения Карамандыбас» (протокол ЦККР № 27-5-869 от 20.04.2015 г.) и Заключение государственной экологической экспертизы на Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас с материалами ПредОВОС (заключение КЭРК МООС РК № KZ50VCY00018875 от 17.02.2015г.) (*Приложение 5).*

7.2 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения. Обоснование предельных эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу.

7.2.1 Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В условиях увеличения добычи газа важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной промышленности.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по предотвращению и снижению выбросов вредных веществ в атмосферу.

В данном проекте рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Карамандыбас, рекомендуемый вариант № 2.

Данные по бурению скважин и вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Карамандыбас приведены в таблицах 7.1-7.2.

Таблица 7.1 - Данные по бурению скважин по вариантам и по годам разработки месторождения Карамандыбас

вариант №1

№ п/п	Вид работ	Всего	Годы										
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	Бурение	**44**	16	16	12								
2	Углубление	**60**			2	4	2	2	4	3	3	2	4
3	Зарезка бокового ствола	**7**					1	1	2	1	1	1	

	ВСЕГО:	**111**	**16**	**16**	**14**	**4**	**3**	**3**	**6**	**4**	**4**	**3**	**4**

продолжение варианта №1

№ п/п	Вид работ	Годы												
		2034	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**
1	Бурение													
2	Углубление	2	2	4	6	4	6		2	1		1	5	1
3	Зарезка бокового ствола													
	ВСЕГО:	**2**	**2**	**4**	**6**	**4**	**6**		**2**	**1**		**1**	**5**	**1**

вариант №2

№ п/п	Вид работ	Всего	Годы													
			2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
1	Бурение	**340**	24	7	14	13	16	24	25	25	34	36	33	29	32	28
2	Углубление	**64**			2	4	2	2	4	3	3	2	4	2	2	4
3	Зарезка бокового ствола	**7**					1	1	2	1	1	1				
	ВСЕГО:	**411**	**24**	**7**	**16**	**17**	**19**	**27**	**31**	**29**	**38**	**39**	**37**	**31**	**34**	**32**

продолжение варианта №2

№ п/п	Вид работ	Годы												
		2037	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**
1	Бурение													
2	Углубление	6	4	7		2	2		1	6	1			1
3	Зарезка бокового ствола													
	ВСЕГО:	**6**	**4**	**7**		**2**	**2**		**1**	**6**	**1**			**1**

вариант №3

№ п/п	Вид работ	Всего	Годы													
			2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
1	Бурение	**340**	24	7	14	13	16	24	25	25	34	36	33	29	32	28
2	Углубление	**62**			1	4	2	2	4	4	3	2	4	2	2	4
3	Зарезка бокового ствола	**7**					1	1	2	1	1	1				
	ВСЕГО:	**409**	**24**	**7**	**15**	**17**	**19**	**27**	**31**	**30**	**38**	**39**	**37**	**31**	**34**	**32**

продолжение варианта №3

№ п/п	Вид работ	Годы													
		2037	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**	**2045**	**2046**	**2047**	**2048**	**2049**	**2050**
1	Бурение														
2	Углубление	4	4	5		2	2		2	5	1			2	1
3	Зарезка бокового ствола														
	ВСЕГО:	**4**	**4**	**5**		**2**	**2**		**2**	**5**	**1**			**2**	**1**

Таблица 7.2 - Данные по вводу нового оборудования при эксплуатации по вариантам и по годам разработки месторождения Карамандыбас

вариант № 1

Наименование	Годы разработки			Всего
	2023	**2024**	**2025**	
Обустройство скважин	15	15	12	**42**
Установка устьевых нагревателей УН-0,2	2	3	3	**8**

вариант № 2

Наименование	Годы разработки														Все го
	2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	
Обустройство скважин	23	7	9	8	10	12	16	18	29	28	24	28	31	26	**269**
Установка устьевых нагревателей УН-0,2	5	5			5	1	4	1	1	8	5	2	5	3	**45**
Строительство ГУ:	1														**1**
Печь подогрева ПТ-16/150	2														**2**

Нефтегазовый сепаратор (НГС 1,6-3000)	2														**2**
Дренажная емкость, 25 $м^3$	1														**1**
насос НБ-125	4														**4**
Сепарационно-измерительный блок (СИБ)	1														**1**
Строительство АГЗУ:	1														**1**
Дренажная емкость, 8 $м^3$	3	1		1	1	3	2		1						**12**

вариант №3

Наименование	**Годы разработки**														**Все го**
	2023	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	
Обустройство скважин	23	7	9	8	10	12	16	18	29	28	24	28	31	26	**269**
Установка устьевых нагревателей УН-0,2	5	5			5	1	4	1	1	8	5	2	5	3	**45**
Строительство ГУ:	1														**1**
Печь подогрева ПТ-16/150	2														**2**
Нефтегазовый сепаратор (НГС 1,6-3000)	2														**2**
Дренажная емкость, 25 $м^3$	1														**1**
насос НБ-125	4														**4**
Сепарационно-измерительный блок (СИБ)	1														**1**
Строительство АГЗУ:	1														**1**
Дренажная емкость, 8 $м^3$	3	1		1	1	3	2		1						**12**

Скважины будут буриться максимальной глубиной 2000 м. Для бурения скважин рекомендуются буровые станки ZJ-20, TXJ-100, VR-500, МБУ-125 (или аналогичные по грузоподъемности), испытание станком УПА-60 (или аналогичным по грузоподъемности). Строительство 1 скважины будет осуществляться ориентировочно в течение 45 суток.

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с условиями бурения. Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения. Система приготовления и циркуляции бурового раствора должна исключать загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемые для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы.

Сжигание попутного нефтяного газа на месторождении Карамандыбас проектом не предусмотрено.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные расчетные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. Объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве и эксплуатации скважин и других проектируемых объектов можно будет судить на стадии рабочего проектирования в сопровождающем к нему разделе ООС, проанализировав все проектные решения.

В данном разделе рассмотрена потенциальная возможность воздействия на атмосферный воздух производственных операций, осуществляемых в процессе строительства скважин и при эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования.

Выбросы загрязняющих веществ, выделяемых при строительстве и прокладке выкидных трубопроводов, газопроводов и монтаже технологического оборудования, в данном РООС не представлены в виду отсутствия исходных проектных данных.

На данный момент источники выбросов и загрязняющие вещества от месторождения Карамандыбас в полной мере на существующее положение и перспективу отражены в проекте нормативов эмиссий (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для НГДУ-4.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (планировка площадки под буровое оборудование т.п.);
- продуктов сгорания дизельного топлива (дизельные приводы буровой установки, дизель – генераторы освещения); легких фракций углеводородов от технологического оборудования (насосы, емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости).

Основные источники выбросов при строительстве одной скважины:

Скважины будут буриться максимальной глубиной 2000 м. При бурении рекомендованы буровые установки грузоподъёмностью не менее 120 тн., при испытании - буровые установки грузоподъёмностью не менее 60 тн. Строительство 1 скважины будет осуществляться ориентировочно в течение 45 суток.

При реализации намечаемой деятельности основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

– пыли неорганической при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, планировке верха и откосов насыпей, пересыпке и разгруске материалов.

–во время работы двигателей внутреннего сгорания строительной техники, систем обеспечения и иного другого производственного оборудования, задействованных для поддержки и снабжения намечаемой строительной деятельности, будет происходить выделение в атмосферу загрязняющих веществ - продуктов сгорания топлива в двигателях.

Поступление загрязняющих веществ также будет осуществляться при проведении битумных, сварочных работ, при резке металлов и при покрасочных работах на площадке.

Основными загрязняющими веществами при строительстве являются: оксиды азота, углерода, серы, углеводороды, пыль неорганическая, сажа и другие.

Все источники выбросов при строительстве скважины подразделяются на организованные и неорганизованные и представлены на строительсто одной скважины при реализации любого из трех рассматриваемых вариантов.

Источникам выбросов присвоена условная нумерация, которая является предварительной и будет корректироваться, и меняться в дальнейшем проекте НДВ.

Источникам выбросов при строительстве скважин присвоена следующая нумерация:

При строительно-монтажных и подготовительных работах:

- неорганизованные – №№6101-6103.

При бурении и испытании скважин:

- организованные – №№0001-0008;
- неорганизованные – №№6001-6013.

Неорганизованными источниками загрязнения атмосферного воздуха в процессе СМР являются:

- бульдозер (обваловка площадок, планировка), источник № 6101;
- экскаватор (рытье траншей), источник № 6102;
- автосамосвал, источник № 6103.

Основная часть выбросов в атмосферу при бурении скважины приходится на выбросы от дизельных установок.

Организованными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании скважины являются:

- Дизельный генератор при бурении (резервный) – источник №0001;
- Дизельный генератор при бурении – источник №0002;
- Дизельный двигатель при бурении – источники №№0003-0004;
- Дизельный двигатель при бурении – источники №№0005-0006;
- Котельная установка – источник №0007.
- Дизельный двигатель при испытании – источник №0008;

Неорганизованными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании скважины являются:

- площадка скважины, источник № 6001;
- насосы, источник № 6002;
- блок приготовления растворов (узел пересыпки пылящих материалов), источник № 6003;
- емкость для сбора отходов бурения, 25 м^3, источник № 6004;
- емкости для сбора нефти (V=50 м^3 – 2 ед.), источник № 6005;
- сепаратор, источник № 6006;
- емкость для хранения дизельного топлива, V=30 м^3, источник № 6007;
- емкость для хранения моторного масла, V= 4 м^3, источник № 6008;
- емкость для хранения отработанного масла, V= 4 м^3, источник № 6009;
- установка подачи топлива, источник № 6010;
- сварочный пост, источник № 6011;
- газорезка, источник № 6012.

Передвижные источники:

- ДВС автотранспорта и спецтехники, источник № 6013.

Количество источников выбросов, образующихся при строительстве скважин, составляет всего 24 ед., из них: 8 источников - организованные, остальные 16 – неорганизованные источники выбросов.

Выбросы от стационарных источников при строительстве одной скважины составят **23,8202 г/с или 21,9231 т/год**.

Основные источники выбросов при эксплуатации вновь вводимого оборудования:

Загрязнение атмосферного воздуха в период эксплуатации нового оборудования ожидается продуктами сгорания топлива и углеводородами.

Источникам выбросов присвоена условная нумерация, которая является предварительной и будет корректироваться, и меняться в дальнейшем проекте НДВ.

Ниже приведена нумерация источников выбросов:

Организованные источники:

- устьевой подогреватель УН-0,2, источник выбросов № 0101-0145;
- продувочная свеча, источник выбросов № 0201-0245;
- печь подогрева ПТ 16/150 на ГУ, источник выбросов № 0301-0302;
- продувочная свеча на ГУ, источник выбросов № 0401-0402;
- дренажная емкость 25 м3 на ГУ, источник выбросов № 0501;
- дренажная емкость 8 м3 на АГЗУ, источник выбросов № 0601-0603.

Неорганизованные источники:

- площадка скважины (ЗРА и ФС), источник выбросов № 6101-6369;
- площадка ГУ (ЗРА и ФС), источник выбросов № 6401;
- площадка СИБ на ГУ (ЗРА и ФС), источник выбросов № 6402;
- сепаратор НГС на ГУ, источник выбросов № 6403-6404;
- площадка насоса НБ-125 на ГУ, источник выбросов № 6405-6408;
- площадка АГЗУ (ЗРА и ФС), источник выбросов № 6501.

Количество источников выбросовв при эксплуатации вновь вводимого оборудования (в период разработки месторождения), составит всего 375 ед., из них: 98 источников - организованные, остальные 277 – неорганизованные источники выбросов.

Подробная нумерация источников выбросов и их количество при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимых объектов приведена в таблицах 7.3-7.4.

7.2.2 Характеристика возможных залповых выбросов

Залповые выбросы – это кратковременные выбросы, во много раз превышающие по мощности средние выбросы производства. Залповые выбросы на предприятии осуществляются при сбросе газа на факельное устройство, сжигании газа в периоды стравливания газа, при продувках газового оборудования и газопроводов при плановых остановках и пусках технологического оборудования, при срабатывании ППК.

К залповым выбросам на предприятии относятся выбросы через свечи при проведении операций по продувке и стравливании газа с оборудования при проведении ремонтных работ.

Залповые и аварийные выбросы в период строительства скважин не ожидаются.

Залповые выбросы в процессе эксплуатации возможны при сбросе газа на продувочные свечи при продувке газовой системы на устьевых нагревателях – источники №№0201-0245 и на печах подогрева на ГУ источники №№ 0401-0402. Залповые выбросы представлены в таблицах 7.3-7.6.

7.2.3 Обоснование предельных эмиссий в атмосферный воздух

Для определения количественных и качественных характеристик предельных эмиссий загрязняющих веществ были проведены предварительные укрупненные расчеты, с учетом проектных данных по количеству скважин и вновь вводимого технологического оборудования по всем вариантам.

Расчеты валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников планируемых работ выполнены согласно нормативно-методическим документам Республики Казахстан:

- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100-п;
- РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана, 2004;
- Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение 1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-ө;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п;
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004 г.;
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004.

Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования по рекомендуемому варианту разработки №2 приведены в Приложении 1.

Параметры источников выбросов при строительстве 1-ой скважины представлены в таблице 7.3. Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования (на 1 единицу оборудования) представлены в таблице 7.4.

Перечень загрязняющих веществ по годам и по вариантам разработки представлены в таблицах 7.5-7.9.

Таблица 7.3 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве 1-ой скважины

Произ-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных	Вещество, по которому производится	Коэффи-циент обеспечен-ности газо-	Среднеэксплуа-тационная степень	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества (1 скважина)			Год дости-жения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Количество ис-						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год (на 1 скважину, на единицу оборудования)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Строительно-монтажные работы																									
001		Бульдозер	1	11	неорган. выброс	6101	2					15024	9638	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,6720		0,0266	2023
001		Экскаватор	1	7	неорган. выброс	6102	2					15022	9636	2	2					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,8064		0,0200	2023
001		Автосамосвал	1	16	неорган. выброс	6103	2					15020	9640	1	1					2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,03809		0,0022	2023
Бурение и испытание скважины																									
002		Дизельный генератор при бурении (резервный)	1	60	труба	0001	4	0,2	46,45937347	1,45882433	500	15026	9640							0301	Азота диоксид	0,96	658,064156	0,148608	2023
																				0304	Азота оксид	0,156	106,935425	0,0241488	2023
																				0328	Углерод	0,0625	42,8427185	0,009288	2023
																				0330	Сера диоксид	0,15	102,822524	0,02322	2023
																				0337	Углерод оксид	0,775	531,24971	0,120744	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,0000015	0,00102823	0,0000003	2023
																				1325	Формальдегид	0,015	10,2822524	0,002322	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,3625	248,487767	0,055728	2023
002		Дизельный генератор при бурении	1	840	труба	0002	4	0,2	46,45937347	1,45882433	500	15022	9648							0301	Азота диоксид	0,96	658,064156	2,080512	2023
																				0304	Азота оксид	0,156	106,935425	0,3380832	2023
																				0328	Углерод	0,0625	42,8427185	0,130032	2023
																				0330	Сера диоксид	0,15	102,822524	0,32508	2023
																				0337	Углерод оксид	0,775	531,24971	1,690416	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,0000015	0,00102823	0,0000036	2023
																				1325	Формальдегид	0,015	10,2822524	0,032508	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,3625	248,487767	0,780192	2023
002		Дизельный двигатель при бурении	1	840	труба	0003	4	0,2	39,74857508	1,24810526	500	15023	9642							0301	Азота диоксид	1,8088	1449,23674	1,5574944	2023
																				0304	Азота оксид	0,29393	235,500971	0,25309284	2023
																				0328	Углерод	0,107667	86,2640919	0,0834372	2023
																				0330	Сера диоксид	0,376833	301,924322	0,3337488	2023
																				0337	Углерод оксид	1,426583	1142,99922	1,2237456	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000003	0,00237226	0,0000025	2023
																				1325	Формальдегид	0,026917	21,566023	0,022250	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,646	517,584552	0,556248	2023
002		Дизельный двигатель при бурении	1	1,5	труба	0004	4	0,2	39,74857508	1,24810526	500	15023	9642							0301	Азота диоксид	1,8088	1449,23674	1,557494	2023
																				0304	Азота оксид	0,29393	235,500971	0,253093	2023
																				0328	Углерод	0,107667	86,2640919	0,083437	2023
																				0330	Сера диоксид	0,376833	301,924322	0,333749	2023
																				0337	Углерод оксид	1,426583	1142,99922	1,223746	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000003	0,00237226	0,000003	2023
																				1325	Формальдегид	0,026917	21,566023	0,022250	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,646	517,584552	0,556248	2023
002		Дизельный двигатель при бурении	1	840	труба	0005	4	0,2	29,52751291	0,92716391	500	15026	9644							0301	Азота диоксид	1,201067	1295,42	1,322281	2023
																				0304	Азота оксид	0,195173	210,50575	0,214871	2023
																				0328	Углерод	0,078194	84,3372396	0,082643	2023
																				0330	Сера диоксид	0,187667	202,409375	0,206606	2023
																				0337	Углерод оксид	0,969611	1045,78177	1,074353	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000002	0,00202409	0,000002	2023
																				1325	Формальдегид	0,018767	20,2409375	0,020661	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,453528	489,15599	0,495855	2023
002		Дизельный двигатель при бурении	1	840	труба	0006	4	0,2	29,52751291	0,92716391	500	15027	9643							0301	Азота диоксид	1,201067	1295,42	1,322281	2023
																				0304	Азота оксид	0,195173	210,50575	0,214871	2023
																				0328	Углерод	0,078194	84,3372396	0,082643	2023
																				0330	Сера диоксид	0,187667	202,409375	0,206606	2023
																				0337	Углерод оксид	0,969611	1045,78177	1,074353	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000002	0,00202409	0,000002	2023
																				1325	Формальдегид	0,018767	20,2409375	0,020661	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,453528	489,15599	0,4959	2023
002		Котельная установка	1	363,62	труба	0007	4	0,2	2,043	0,06414644	500	15026	9670							0301	Азота диоксид	0,016544	257,913749	0,021657	2023
																				0304	Азота оксид	0,002688	41,9109843	0,003519	2023
																				0328	Углерод	0,001493	23,2757337	0,019544	2023
																				0330	Сера диоксид	0,035117	547,445255	0,0460	2023
																				0337	Углерод оксид	0,083014	1294,13079	0,108667	2023
002		Дизельный двигатель при испытании	1	192	труба	0008	4	0,2	22,39653931	0,70325133	500	15026	9648							0301	Азота диоксид	0,375467	533,901108	0,229245	2023
																				0304	Азота оксид	0,061013	86,7589301	0,037252	2023
																				0328	Углерод	0,024444	34,7591867	0,014328	2023
																				0330	Сера диоксид	0,058667	83,4220481	0,035820	2023
																				0337	Углерод оксид	0,303111	431,013915	0,186262	2023
																				0703	Бенз/а/пирен	0,000001	0,00083422	0,000000	2023

																				1325	Формальдегид	0,005867	8,34220481	0,003582	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,141778	201,603283	0,0860	2023
002		Площадка скважины	30	192	ЗРА и ФС	6001	2					15050	9632	2	2					2754	Алканы С12-19	0,001313		0,000908	2023
002		Насосы	5	984	неплотности насоса	6002	2					15055	9630	2	2					2754	Алканы С12-19	0,041667		0,1476	2023
002		Блок приготовления раствора	1	336,0	неорган. выброс	6003	2					15053	9653	2	2					0150	Натрий гидроксид	0,008533		0,000421632	2023
																				0155	диНатрий карбонат	0,004267		0,00014999	2023
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,085333		0,05451264	2023
																				3119	Кальций карбонат	0,170667		0,03551017	2023
																				3123	Кальция хлорид	0,042667		0,00160105	2023
002		Ёмкость для отходов бурения	1	792	неорган. выброс	6004	2					15055	9655	2	2					2754	Алканы С12-19	0,019861		0,0566	2023
002		Ёмкость для сбора нефти	2	192	неорган. выброс	6005	2					15075	9653	2	2					2754	Алканы С12-19	0,079444		0,054912	2023
002		Сепаратор	1	192	неорган. выброс	6006	2					15060	9638	2	2					2754	Алканы С12-19	0,081570		0,056381324	2023
002		Ёмкость хранения дизтоплива	1	1032,0	неорган. выброс	6007	2					15020	9652	2	2					0333	Сероводород	0,000028		0,0000239	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,009972		0,008524785	2023
002		Ёмкость масла	1	1032,0	неорган. выброс	6008	2					15031	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002		0,0000645	2023
002		Ёмкость отработанного масла	1	1032,0	неорган. выброс	6009	2					15034	9653	2	2					2735	Масло минеральное нефтяное	0,00020		0,0000484	2023
002		Установка подачи топлива	1	27,0	неплотности	6010	2					15020	9626	2	2					0333	Сероводород	0,00006		0,0000181	2023
																				2754	Алканы С12-19	0,02216		0,006459394	2023
002		Сварочный пост	1	72	неорган. выброс	6011	2					15061	9621	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,00463		0,000834	2023
																				0143	Марганец и его соединения	0,00036		0,0000654	2023
																				0301	Азота диоксид	0,00090		0,000162	2023
																				0337	Углерод оксид	0,00443		0,000798	2023
																				0342	Фтористые газообразные соединения	0,00031		0,0000558	2023
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00033		0,00006	2023
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,00033		0,00006	2023
002		Газорезка	1	5	неорган. выброс	6012	2					15021	9626	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды	0,03586		0,0006455	2023
																				0143	Марганец и его соединения	0,00053		0,0000095	2023
																				0301	Азота диоксид	0,01781		0,0003205	2023
																				0337	Углерод оксид	0,01761		0,000317	2023
*Передвижные источники**																									
002		ДВС транспорта	3	240	неорган. выброс	6013	2					15063	9628	5	10					*0301*	*Азота диоксид*	*0,3467*			
																				0304	*Азота оксид*	*0,0563*			
																				0328	*Углерод*	*0,1679*			
																				0330	*Сера диоксид*	*0,2167*			
																				0337	*Углерод оксид*	*1,0833*			
																				0703	*Бенз/а/пирен*	*0,0000035*			
																				2754	*Алканы С12-19*	*0,3250*			

Таблица 7.4 - Параметры источников выбросов ЗВ в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования (на 1 единицу оборудования)

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Наименование газоочистных	Вещество, по которому	Коэффи-цient обеспечен-ности	Среднеэксплуа-тационная степень	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Количество						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год (на единицу оборудования)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
										Эксплуатация															
003		Площадка скважины (ЗРА и ФС)	1	8760	неорг.ист.	6101-6322	2				30	10118	9401	5	5					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005		0,0002	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0058		0,1822	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0021		0,0674	2023
																				0602	Бензол	0,00003		0,0009	2023
																				0616	Ксилол	0,000009		0,0003	2023
																				0621	Толуол	0,00002		0,0006	2023
003		Устьевой подогреватель	1	8760	труба	0101-0163	4,5	0,75	0,178	0,0786	240	15028	9602							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,0126	160,31	0,3966	2023
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0,0020	25,45	0,0645	2023
																				0337	Углерод оксид (594)	0,0959	1220,10	0,2663	2023
																				0410	Метан (734*)	0,0959	1220,10	0,2663	2023
003		Продувочная свеча	1	0,017	свеча	0201-0263	3	0,05	6,624	0,013	30	15055	9629							0410	Метан (734*)	0,2628	20215,38	0,0003	2023
003	ГУ	Площадка ГУ (ЗРА и ФС)	1	8760	неорг.ист.	6701-6702	2				30	10118	9401	25	25					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002		0,0066	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,2525		7,9636	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0934		2,9454	2023
																				0602	Бензол	0,0012		0,0385	2023
																				0616	Ксилол	0,0004		0,0121	2023

																				0621	Толуол	0,0008		0,0242	2023
003	ГУ	Площадка СИБ на ГУ (ЗРА и ФС)	1	8760	неорг.ист.	6703-6704	2				30	10118	9401	5	5					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0010		0,0321	2023
																				0405	Пентан	0,0010		0,0318	2023
																				0410	Метан (734*)	0,0054		0,1693	2023
																				0412	Изобутан	0,0015		0,0458	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0241		0,7602	2023
003	ГУ	Сепаратор НГС на ГУ	1	8760	неорг.ист.	6705-6708	2				30	15030	9625	2	3					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001		0,0037	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,1434		4,5213	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,053		1,6722	2023
																				0602	Бензол	0,0007		0,0218	2023
																				0616	Ксилол	0,0002		0,0069	2023
																				0621	Толуол	0,0004		0,0137	2023
003	ГУ	площадка насоса НБ-125 на ГУ (насосы)	1	8760	неорг.ист.	6709-6716	2				30	15030	9625	2	3					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000008		0,0003	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0101		0,3174	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0037		0,1174	2023
																				0602	Бензол	0,00005		0,0015	2023
																				0616	Ксилол	0,000015		0,0005	2023
																				0621	Толуол	0,00003		0,001	2023
003	ГУ	Печь подогрева ПТ 16/150 на ГУ	1	8760	труба	0701-0704	4,5	0,75	2,1784	0,9619	240	15048	9629							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,2309	240,05	7,2799	2023
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0,0375	38,99	1,1830	2023
																				0337	Углерод оксид (594)	0,1908	198,36	3,2570	2023
																				0410	Метан (734*)	0,1908	198,36	3,2570	2023
003	ГУ	Продувочная свеча на ГУ	1	0,017	свеча	0705-0708	3	0,05	6,624	0,013	30	15055	9629							0410	Метан (734*)	0,2628	20215,38	0,0003	2023
003	ГУ	Дренажная емкость 25 м3 на ГУ	1	8760	дых.клап.	0709-0710	2	0,05	0,5605	0,0011	30	15040	9630							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002	181,82	0,000008	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,2387	217000,00	0,0101	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0883	80272,73	0,0038	2023
																				0602	Бензол	0,0012	1090,91	0,00005	2023
																				0616	Ксилол	0,0004	363,64	0,00002	2023
																				0621	Толуол	0,0007	636,36	0,00003	2023
003	АГЗУ	Площадка АГЗУ (ЗРА и ФС)	1	8760	неорг.ист.	6801-6814	2				30	16902	7920							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00001		0,0002	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,0135		0,4246	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,005		0,157	2023
																				0602	Бензол	0,00007		0,0021	2023
																				0616	Ксилол	0,00002		0,0006	2023
																				0621	Толуол	0,00004		0,0013	2023
003	АГЗУ	Дренажная емкость 8 м3 на АГЗУ	1	8760	дых.клап.	0801-0814	2	0,05	0,5605	0,0011	30	16902	7920							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002	181,82	0,000003	2023
																				0415	Углеводороды предельные С1-С5	0,2387	217000,00	0,0033	2023
																				0416	Углеводороды предельные С6-С10	0,0883	80272,73	0,0012	2023
																				0602	Бензол	0,0012	1090,91	0,00002	2023
																				0616	Ксилол	0,0004	363,64	0,000005	2023
																				0621	Толуол	0,0007	636,36	0,00001	2023
																					Итого:	**2,660807**		**35,534446**	

Таблица 7.5 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант №1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Годы разработки							
									2023,2024	2025	2026,2030,2031, 2033,2036,2038	2034,2035, 2041	2027,2028,2032	2029,2037, 2039	2045	2042,2044,2046
							1 скважина		16 скв.	14 скв.	4 скв.	2 скв.	3 скв.	6 скв.	5 скв.	1 скв.
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,04049	0,00148	0,02367	0,02071	0,00592	0,00296	0,00444	0,00888	0,00740	0,00148
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,00089	0,00007	0,00120	0,00105	0,00030	0,00015	0,00022	0,00045	0,00037	0,00007
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,00853	0,00042	0,00675	0,00590	0,00169	0,00084	0,00126	0,00253	0,00211	0,00042
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,00427	0,00015	0,00240	0,00210	0,00060	0,00030	0,00045	0,00090	0,00075	0,00015
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	8,35045	8,24005	131,84088	115,36077	32,96022	16,48011	24,72016	49,44033	41,20027	8,24005
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,35391	1,33893	21,42289	18,74503	5,35572	2,67786	4,01679	8,03358	6,69465	1,33893
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,52266	0,50535	8,08563	7,07492	2,02141	1,01070	1,51606	3,03211	2,52676	0,50535
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,52278	1,51080	24,17277	21,15118	6,04319	3,02160	4,53239	9,06479	7,55399	1,51080
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00004	0,00067	0,00059	0,00017	0,00008	0,00013	0,00025	0,00021	0,00004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	6,75056	6,70340	107,25442	93,84761	26,81360	13,40680	20,11020	40,22041	33,51701	6,70340
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00031	0,00006	0,00089	0,00078	0,00022	0,00011	0,00017	0,00033	0,00028	0,00006
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00033	0,00006	0,00096	0,00084	0,00024	0,00012	0,00018	0,00036	0,00030	0,00006
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00001	0,00001	0,00022	0,00019	0,00006	0,00003	0,00004	0,00008	0,00007	0,00001
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,12723	0,12423	1,98773	1,73926	0,49693	0,24847	0,37270	0,74540	0,62117	0,12423
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,00040	0,00011	0,00181	0,00158	0,00045	0,00023	0,00034	0,00068	0,00056	0,00011
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19		1			4	3,32182	3,35751	53,72011	47,00509	13,43003	6,71501	10,07252	20,14504	16,78753	3,35751
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,60215	0,10334	1,65338	1,44670	0,41334	0,20667	0,31001	0,62002	0,51668	0,10334
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,17067	0,03551	0,56816	0,49714	0,14204	0,07102	0,10653	0,21306	0,00740	0,03551
3123	Кальция хлорид				0,05		0,04267	0,00160	0,02562	0,02241	0,00640	0,00320	0,00480	0,00961	0,00037	0,00160
	В С Е Г О :						**23,8202**	**21,9231**	**350,7701**	**306,9239**	**87,6925**	**43,8463**	**65,7694**	**131,5388**	0,00211	**21,9231**

Таблица 7.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Годы разработки									
									2023	2024, 2039	2025	2026	2027	2028	2029, 2034	2030	2031	2032
							1 скважина		24 скв.	7 скв.	16 скв.	17 скв.	19 скв.	27 скв.	31 скв.	29 скв.	38 скв.	39 скв.
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,04049	0,00148	0,03551	0,01036	0,02367	0,02515	0,02811	0,03995	0,04586	0,04291	0,05622	0,05770
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,00089	0,00007	0,00180	0,00052	0,00120	0,00127	0,00142	0,00202	0,00232	0,00217	0,00285	0,00292
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,00853	0,00042	0,01012	0,00295	0,00675	0,00717	0,00801	0,01138	0,01307	0,01223	0,01602	0,01644
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,00427	0,00015	0,00360	0,00105	0,00240	0,00255	0,00285	0,00405	0,00465	0,00435	0,00570	0,00585
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	8,35045	8,24005	197,76132	57,68038	131,84088	140,08093	156,56104	222,48148	255,44170	238,96159	313,12209	321,36214
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,35391	1,33893	32,13433	9,37251	21,42289	22,76182	25,43968	36,15112	41,50685	38,82898	50,87936	52,21829
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,52266	0,50535	12,12844	3,53746	8,08563	8,59098	9,60168	13,64450	15,66590	14,65520	19,20337	19,70872
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,52278	1,51080	36,25916	10,57559	24,17277	25,68357	28,70517	40,79155	46,83475	43,81315	57,41034	58,92113
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00004	0,00101	0,00029	0,00067	0,00072	0,00080	0,00114	0,00130	0,00122	0,00160	0,00164
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	6,75056	6,70340	160,88162	46,92381	107,25442	113,95782	127,36462	180,99183	207,80543	194,39863	254,72924	261,43264
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00031	0,00006	0,00134	0,00039	0,00089	0,00095	0,00106	0,00151	0,00173	0,00162	0,00212	0,00218
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00033	0,00006	0,00144	0,00042	0,00096	0,00102	0,00114	0,00162	0,00186	0,00174	0,00228	0,00234
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00001	0,00001	0,00033	0,00010	0,00022	0,00023	0,00026	0,00037	0,00043	0,00040	0,00052	0,00054
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,12723	0,12423	2,98159	0,86963	1,98773	2,11196	2,36043	3,35429	3,85123	3,60276	4,72086	4,84509

2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,00040	0,00011	0,00271	0,00079	0,00181	0,00192	0,00214	0,00305	0,00350	0,00327	0,00429	0,00440
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19		1			4	3,32182	3,35751	80,58016	23,50255	53,72011	57,07761	63,79263	90,65268	104,08271	97,36769	127,58525	130,94276
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,60215	0,10334	2,48006	0,72335	1,65338	1,75671	1,96338	2,79007	3,20342	2,99674	3,92677	4,03011
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,17067	0,03551	0,85224	0,24857	0,56816	0,60367	0,67469	0,95877	1,10082	1,02979	1,34939	1,38490
3123	Кальция хлорид				0,05		0,04267	0,00160	0,03843	0,01121	0,02562	0,02722	0,03042	0,04323	0,04963	0,04643	0,06084	0,06244
	В С Е Г О :						**23,8202**	**21,9231**	**526,1552**	**153,4619**	**350,7701**	**372,6933**	**416,5395**	**591,9246**	**679,6172**	**635,7709**	**833,0791**	**855,0022**

Продолжение таблицы 7.6

Код ЗВ	**Наименование загрязняющего вещества**	**ЭНК, мг/м^3**	**ПДКм.р, мг/м^3**	**ПДКс.с., мг/м^3**	**ОБУВ, мг/м^3**	**Класс опасности**	**Выброс вещества, г/с**	**Выброс вещества, т/год**	**Годы разработки**						
									2033	**2035**	**2036**	**2037, 2045**	**2038**	**2041, 2042**	**2044,2046,2049**
							1 скважина		**37 скв.**	**34 скв.**	**32 скв.**	**6 скв.**	**4 скв.**	**2 скв.**	**1 скв.**
1	**2**		**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,04049	0,00148	0,05474	0,05030	0,04734	0,00888	0,00592	0,00296	0,00148
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/		0,01	0,001		2	0,00089	0,00007	0,00277	0,00255	0,00240	0,00045	0,00030	0,00015	0,00007
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,00853	0,00042	0,01560	0,01434	0,01349	0,00253	0,00169	0,00084	0,00042
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,00427	0,00015	0,00555	0,00510	0,00480	0,00090	0,00060	0,00030	0,00015
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	8,35045	8,24005	304,88203	280,16187	263,68176	49,44033	32,96022	16,48011	8,24005
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,35391	1,33893	49,54043	45,52364	42,84578	8,03358	5,35572	2,67786	1,33893
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,52266	0,50535	18,69801	17,18196	16,17125	3,03211	2,02141	1,01070	0,50535
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	1,52278	1,51080	55,89954	51,36714	48,34555	9,06479	6,04319	3,02160	1,51080
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00004	0,00156	0,00143	0,00135	0,00025	0,00017	0,00008	0,00004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	6,75056	6,70340	248,02584	227,91564	214,50883	40,22041	26,81360	13,40680	6,70340
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00031	0,00006	0,00206	0,00190	0,00179	0,00033	0,00022	0,00011	0,00006
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00033	0,00006	0,00222	0,00204	0,00192	0,00036	0,00024	0,00012	0,00006
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00001	0,00001	0,00051	0,00047	0,00044	0,00008	0,00006	0,00003	0,00001
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,12723	0,12423	4,59662	4,22392	3,97546	0,74540	0,49693	0,24847	0,12423
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,00040	0,00011	0,00417	0,00384	0,00361	0,00068	0,00045	0,00023	0,00011
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19		1			4	3,32182	3,35751	124,22774	114,15522	107,44021	20,14504	13,43003	6,71501	3,35751
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,60215	0,10334	3,82343	3,51343	3,30675	0,62002	0,41334	0,20667	0,10334
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,17067	0,03551	1,31388	1,20735	1,13633	0,21306	0,14204	0,07102	0,03551
3123	Кальция хлорид				0,05		0,04267	0,00160	0,05924	0,05444	0,05123	0,00961	0,00640	0,00320	0,00160
	В С Е Г О :						**23,8202**	**21,9231**	**811,1560**	**745,3866**	**701,5403**	**131,5388**	**87,6925**	**43,8463**	**21,9231**

Таблица 7.7 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин. Вариант № 3

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Годы разработки									
									2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029, 2034	2030	2031	2032
							1 скважина		24 скв.	7 скв.	15 скв.	17 скв.	19 скв.	27 скв.	31 скв.	30 скв.	38 скв.	39 скв.
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
0123	Железо (II, III) оксиды			0,04		3	0,04049	0,00148	0,03551	0,01036	0,02219	0,02515	0,02811	0,03995	0,04586	0,04439	0,05622	0,05770
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00089	0,00007	0,00180	0,00052	0,00112	0,00127	0,00142	0,00202	0,00232	0,00225	0,00285	0,00292
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,00853	0,00042	0,01012	0,00295	0,00632	0,00717	0,00801	0,01138	0,01307	0,01265	0,01602	0,01644
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,00427	0,00015	0,00360	0,00105	0,00225	0,00255	0,00285	0,00405	0,00465	0,00450	0,00570	0,00585
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	8,35045	8,24005	197,76132	57,68038	123,60082	140,08093	156,56104	222,48148	255,44170	247,20165	313,12209	321,36214
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,35391	1,33893	32,13433	9,37251	20,08396	22,76182	25,43968	36,15112	41,50685	40,16792	50,87936	52,21829
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,52266	0,50535	12,12844	3,53746	7,58028	8,59098	9,60168	13,64450	15,66590	15,16055	19,20337	19,70872
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,52278	1,51080	36,25916	10,57559	22,66197	25,68357	28,70517	40,79155	46,83475	45,32395	57,41034	58,92113
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00004	0,00101	0,00029	0,00063	0,00072	0,00080	0,00114	0,00130	0,00126	0,00160	0,00164
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	6,75056	6,70340	160,88162	46,92381	100,55102	113,95782	127,36462	180,99183	207,80543	201,10203	254,72924	261,43264
0342	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,00031	0,00006	0,00134	0,00039	0,00084	0,00095	0,00106	0,00151	0,00173	0,00167	0,00212	0,00218
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00033	0,00006	0,00144	0,00042	0,00090	0,00102	0,00114	0,00162	0,00186	0,00180	0,00228	0,00234
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00001	0,00001	0,00033	0,00010	0,00021	0,00023	0,00026	0,00037	0,00043	0,00041	0,00052	0,00054
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,12723	0,12423	2,98159	0,86963	1,86350	2,11196	2,36043	3,35429	3,85123	3,72699	4,72086	4,84509
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,00040	0,00011	0,00271	0,00079	0,00169	0,00192	0,00214	0,00305	0,00350	0,00338	0,00429	0,00440
2754	Алканы С12-19		1			4	3,32182	3,35751	80,58016	23,50255	50,36260	57,07761	63,79263	90,65268	104,08271	100,72520	127,58525	130,94276
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,60215	0,10334	2,48006	0,72335	1,55004	1,75671	1,96338	2,79007	3,20342	3,10008	3,92677	4,03011
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,17067	0,03551	0,85224	0,24857	0,53265	0,60367	0,67469	0,95877	1,10082	1,06531	1,34939	1,38490
3123	Кальция хлорид				0,05		0,04267	0,00160	0,03843	0,01121	0,02402	0,02722	0,03042	0,04323	0,04963	0,04803	0,06084	0,06244
	В С Е Г О :						**23,8202**	**21,9231**	**526,1552**	**153,4619**	**328,8470**	**372,6933**	**416,5395**	**591,9246**	**679,6172**	**657,6940**	**833,0791**	**855,0022**

Продолжение таблицы 7.7

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Годы разработки						
									2033	2035	2036	2037,2038	2039,2045	2041, 2042, 2044,2049	2046,2050
							1 скважина		37 скв.	34 скв.	32 скв.	4 скв.	5 скв.	2 скв.	1 скв.
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	13	14	15	16
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)			0,04		3	0,04049	0,00148	0,05474	0,05030	0,04734	0,00592	0,00740	0,00296	0,00148
0143	Марганец и его соединения		0,01	0,001		2	0,00089	0,00007	0,00277	0,00255	0,00240	0,00030	0,00037	0,00015	0,00007
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)				0,01		0,00853	0,00042	0,01560	0,01434	0,01349	0,00169	0,00211	0,00084	0,00042
0155	диНатрий карбонат		0,15	0,05		3	0,00427	0,00015	0,00555	0,00510	0,00480	0,00060	0,00075	0,00030	0,00015
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	8,35045	8,24005	304,88203	280,16187	263,68176	32,96022	41,20027	16,48011	8,24005
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	1,35391	1,33893	49,54043	45,52364	42,84578	5,35572	6,69465	2,67786	1,33893
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,52266	0,50535	18,69801	17,18196	16,17125	2,02141	2,52676	1,01070	0,50535
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	1,52278	1,51080	55,89954	51,36714	48,34555	6,04319	7,55399	3,02160	1,51080
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00009	0,00004	0,00156	0,00143	0,00135	0,00017	0,00021	0,00008	0,00004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	6,75056	6,70340	248,02584	227,91564	214,50883	26,81360	33,51701	13,40680	6,70340
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/		0,02	0,005		2	0,00031	0,00006	0,00206	0,00190	0,00179	0,00022	0,00028	0,00011	0,00006
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00033	0,00006	0,00222	0,00204	0,00192	0,00024	0,00030	0,00012	0,00006
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)			0,000001		1	0,00001	0,00001	0,00051	0,00047	0,00044	0,00006	0,00007	0,00003	0,00001
1325	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,12723	0,12423	4,59662	4,22392	3,97546	0,49693	0,62117	0,24847	0,12423
2735	Масло минеральное нефтяное				0,05		0,00040	0,00011	0,00417	0,00384	0,00361	0,00045	0,00056	0,00023	0,00011
2754	Алканы С12-19		1			4	3,32182	3,35751	124,22774	114,15522	107,44021	13,43003	16,78753	6,71501	3,35751
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	1,60215	0,10334	3,82343	3,51343	3,30675	0,41334	0,51668	0,20667	0,10334
3119	Кальций карбонат		0,5	0,15		3	0,17067	0,03551	1,31388	1,20735	1,13633	0,14204	0,17755	0,07102	0,03551
3123	Кальция хлорид				0,05		0,04267	0,00160	0,05924	0,05444	0,05123	0,00640	0,00801	0,00320	0,00160
	В С Е Г О :						**23,8202**	**21,9231**	**811,1560**	**745,3866**	**701,5403**	**87,6925**	**109,6157**	**43,8463**	**21,9231**

Таблица 7.8 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							на 1 единицу оборудования		2023 год		2024 год		2025 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,0126	0,3966	0,0252	0,7932	0,0378	1,1898	0,0378	1,1898
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,002	0,0645	0,0040	0,1290	0,0060	0,1935	0,0060	0,1935
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,000005	0,0002	0,0001	0,0032	0,0001	0,0032	0,0001	0,0024
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,0959	0,2663	0,1918	0,5326	0,2877	0,7989	0,2877	0,7989
0410	Метан				50		0,3587	0,2666	0,7174	0,5332	1,0761	0,7998	1,0761	0,7998
0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		0,0058	0,1822	0,0928	2,9152	0,0928	2,9152	0,0696	2,1864
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		0,0021	0,0674	0,0336	1,0784	0,0336	1,0784	0,0252	0,8088
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00003	0,0009	0,0005	0,0144	0,0005	0,0144	0,0004	0,0108
0616	Ксилол		0,2			3	0,000009	0,0003	0,0001	0,0048	0,0001	0,0048	0,0001	0,0036
0621	Толуол		0,6			3	0,00002	0,0006	0,0003	0,0096	0,0003	0,0096	0,0002	0,0072
	В С Е Г О :						**0,4772**	**1,2456**	**1,0658**	**6,0136**	**1,5350**	**7,0076**	**1,5032**	**6,0012**

Таблица 7.9 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации вновь вводимого оборудования. Вариант № 2,3

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							на 1 единицу оборудования		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год		2027 год		2028 год		2029 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,2435	7,676500	0,5248	16,5428	0,0630	1,9830	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0630	1,983000	0,0126	0,3966	0,0504	1,5864
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,0395	1,247500	0,0850	2,6885	0,0100	0,3225	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0100	0,322500	0,0020	0,0645	0,0080	0,2580
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,0017230	0,043111	0,002362	0,052517	0,00025	0,001603	0,000050	0,001600	0,0002	0,001803	0,0003	0,002203	0,0007	0,00281	0,000700	0,003403
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,2867	3,523300	0,8611	7,8455	0,4795	1,3315	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4795	1,331500	0,0959	0,2663	0,3836	1,0652
0405	Пентан				50		0,0010	0,031800	0,001	0,03180												
0410	Метан				50		0,8177	3,693200	2,7061	8,0169	1,7935	1,3330	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,7935	1,333000	0,3587	0,2666	1,4348	1,0664
0412	Изобутан				50		0,0015	0,045800	0,0015	0,0458												
0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		0,9268	14,182700	1,7325	24,5204	0,2928	1,7033	0,0522	1,4576	0,2986	1,8855	0,3102	2,2499	1,3533	3,0422	0,8494	3,3431
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		0,3338	4,964400	0,6307	8,7880	0,1080	0,6300	0,0189	0,5392	0,1101	0,6974	0,1143	0,8322	0,4998	1,1252	0,3135	1,2366
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00445	0,064870	0,0085	0,11526	0,0015	0,0084	0,0003	0,00720	0,0015	0,00932	0,0016	0,0111	0,0067	0,01504	0,0043	0,01650
0616	Ксилол		0,2			3	0,001444	0,020425	0,0027	0,03664	0,00048	0,00271	0,0001	0,00240	0,0005	0,00301	0,0005	0,0036	0,0019	0,00481	0,0014	0,00540
0621	Толуол		0,6			3	0,00269	0,040840	0,0051	0,07336	0,00088	0,00551	0,0002	0,00480	0,0009	0,00611	0,0009	0,0073	0,0042	0,00982	0,0025	0,01090
	В С Е Г О :						**2,6608**	**35,5344**	**6,5614**	**68,7575**	**2,7499**	**7,3215**	**0,0718**	**2,0128**	**0,4118**	**2,6031**	**2,7738**	**8,0763**	**2,3358**	**5,1939**	**3,0486**	**8,5919**

Продолжение табл.7.9

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с., мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
							на 1 единицу оборудования		2030 год		2031 год		2032 год		2033 год		2034 год		2035 год		2036 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,2435	7,676500	0,0126	0,3966	0,0126	0,3966	0,1008	3,1728	0,0630	1,9830	0,0252	0,7932	0,0630	1,9830	0,0378	1,1898
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,0395	1,247500	0,0020	0,0645	0,0020	0,0645	0,0160	0,5160	0,0100	0,3225	0,0040	0,1290	0,0100	0,3225	0,0060	0,1935
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,0017230	0,043111	0,0001	0,0036	0,0004	0,0060	0,0001	0,005600	0,0001	0,004800	0,0001	0,0056	0,0002	0,0062	0,000130	0,0052
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,2867	3,523300	0,0959	0,2663	0,0959	0,2663	0,7672	2,1304	0,4795	1,3315	0,1918	0,5326	0,4795	1,3315	0,2877	0,7989
0405	Пентан				50		0,0010	0,031800														
0410	Метан				50		0,8177	3,693200	0,3587	0,2666	0,3587	0,2666	2,8696	2,1328	1,7935	1,3330	0,7174	0,5332	1,7935	1,3330	1,0761	0,7998
0412	Изобутан				50		0,0015	0,045800														

0415	Углеводороды предельные С1-С5				50		0,9268	14,182700	0,1044	3,2796	0,4204	5,7117	0,1624	5,1016	0,1392	4,3728	0,1624	5,1016	0,1798	5,6482	0,1508	4,7372
0416	Углеводороды предельные С6-С10				30		0,3338	4,964400	0,0378	1,2132	0,1542	2,1128	0,0588	1,8872	0,0504	1,6176	0,0588	1,8872	0,0651	2,0894	0,0546	1,7524
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,00445	0,064870	0,0005	0,0162	0,0021	0,0282	0,0008	0,0252	0,0007	0,02160	0,0008	0,0252	0,0009	0,0279	0,00078	0,0234
0616	Ксилол		0,2			3	0,001444	0,020425	0,0002	0,0054	0,0007	0,0093	0,0003	0,0084	0,0002	0,00720	0,0003	0,0084	0,0003	0,0093	0,00023	0,0078
0621	Толуол		0,6			3	0,00269	0,040840	0,0004	0,0108	0,0013	0,0187	0,0006	0,0168	0,0005	0,01440	0,0006	0,0168	0,0006	0,0186	0,00052	0,0156
	В С Е Г О :						**2,6608**	**35,5344**	**0,6126**	**5,5228**	**1,0483**	**8,8807**	**3,9766**	**14,9968**	**2,5371**	**11,0084**	**1,1614**	**9,0328**	**2,5929**	**12,7696**	**1,6147**	**9,5236**

7.2.4 Анализ возможного воздействия на атмосферный воздух вариантов разработки месторождения.

На основании анализа планируемых работ были выявлены основные источники выбросов ЗВ при строительстве скважин и проектируемых сооружений в процессе разработки месторождения Карамандыбас по вариантам.

В результате проведенного анализа выявлено, что *с экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным* с наименьшим выбросом загрязняющих веществ в атмосферу, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2 и №3 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, ГУ). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №2, который предполагает наибольший выброс загрязняющих веществ в атмосферу, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №2 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №2, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

7.2.5 Расчет ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха, создаваемого источниками выбросов

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Астана, 2008 г.».

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы проводится на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 3.0, в котором реализованы основные зависимости и положения "Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки" (Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Астана, 2008 г.).

Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ принят расчетный прямоугольник размером 57400*29400 м, с шагом сетки 700 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения технологического оборудования. Так как район месторождения характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в районе месторождения Карамандыбас приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	41,4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-10,10
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12.0
СВ	13.0
В	29.0
ЮВ	20.0
Ю	5.0
ЮЗ	4.0
З	9.0
СЗ	7.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9

Действующие метеопосты «Казгидромет» в районе месторождения Караюанбас отсутствуют.

Для учета выбросов действующих источников месторождения в качестве фоновых приняты усредненные данные результатов мониторинга атмосферного воздуха на границе СЗЗ предприятия согласно отчетам производственного экологического контроля, за 3 кв 2023 года.

При моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу учтены фоновые концентрации согласно справке РГП Казгидромет (см. Приложение 6).

Расчет произведен по рекомендуемому варианту разработки, с учетом выбросов 2032 года, с учетом всех проектируемых источников выбросов (при строительстве скважин и при эксплуатации вновь вводимого оборудования). При проведении расчетов учтена неодновременность проведения операций в процессе строительства скважин.

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы приведены в таблице 7.11.

Таблица 7.11- Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	Граница области возд.	Колич.ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	ПДКсс мг/м3	Класс опасн.
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо)	6,3932	0,415417	0,002049	0,000051	0,002523	10	0.4*	3

	(диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)								
0143	Марганец и его соединения	5,6211	0,347279	0,0018	0,000045	0,002216	10	0,01	2
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	152,3845	7,336284	0,070175	0,002767	0,074068	5	0,01	-
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	15,2402	0,253077	0,000928	0,000014	0,001116	5	0,15	3
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	89,6473	14,35616	0,874561	0,45158	0,963742	31	0,2	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7,1236	1,166874	0,102364	0,089657	0,119846	21	0,4	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	22,3927	3,318132	0,035324	0,000962	0,045076	21	0,15	3
0330	Сера диоксид	7,3185	1,010356	0,140024	0,131874	0,160165	21	0,5	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1,9644	0,079977	0,000903	0,000036	0,000951	10	0,008	2
0337	Углерод оксид	3,1772	0,483401	0,214901	0,200416	0,216659	31	5	4
0342	Фтористые газообразные соединения	0,3158	0,038956	0,000593	0,000048	0,00068	5	0,02	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0979	0,005445	0,000031	0,000001	0,000039	5	0,2	2
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	8,5104	1,3002	0,013833	0,000374	0,017676	20	0.00001*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	5,298	0,877177	0,04986	0,003879	0,05526	20	0,05	2
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	1,4287	0,049564	0,000619	0,000027	0,00089	10	0,05	-
2754	Алканы С12-19	51,979	1,867259	0,073682	0,004831	0,083868	55	1	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	1802,0472	42,35952	0,146552	0,002717	0,178905	25	0,3	3
3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	182,8689	3,036689	0,011132	0,000174	0,013393	5	0,5	3
3123	Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	457,175	7,591767	0,027831	0,000434	0,033483	5	0,05	-
6007	0301 + 0330	96,9659	15,36639	0,937994	0,565471	1,033772	31		
6037	0333 + 1325	7,2624	0,90061	0,05044	0,003886	0,056004	30		
6041	0330 + 0342	7,6343	1,016732	0,140139	0,13188	0,160516	26		
6044	0330 + 0333	9,283	1,033748	0,140206	0,131878	0,160699	31		
6359	0342 + 0344	0,4137	0,044245	0,000624	0,000049	0,000718	10		

Примечания:
1.Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2.Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3."Звездочка" (*) в графе "ПДКмр(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4.Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДКмр.

7.2.6 Анализ результатов расчета химического загрязнения атмосферы

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы показал, что приземные концентрации по всем веществам не превысят 1,0 ПДК на границе санитарно-защитной зоны и ближайшей жилой зоны (г. Жанаозен - 20 км) ни по одному из веществ, т.е. выбросы вредных веществ не создадут концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе СЗЗ.

Расчетом определена область воздействия, границы которой не выходят за границы санитарно-защитной зоны.

Таким образом, для всех ингредиентов выполняется следующее условие:

Ср+Сф<ПДК.

Максимальная приземная концентрация 0,874561 ПДК на границе СЗЗ наблюдается по диоксиду азота и 0,937994 ПДК по группе суммации диоксиду азота и диоксиду серы. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха в точке максимума вносят дизель-генераторы при бурении скважин.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций ЗВ и карты-схемы изолиний расчетных концентраций приведены в Приложении 3 к данному проекту.

Результаты расчета риска для здоровья населения при реализации намечаемой деятельности представлены в Приложении 7.

7.2.7 Уточнение размера санитарно-защитной зоны (области воздействия)

В соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Согласно вышеуказанным санитарным правилам «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс».

Согласно санитарной классификации производственных и других объектов (раздел 3 п.11 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), месторождение Карамандыбас относится к I классу опасности.

Добыча нефти и газа на месторождении Карамандыбас согласно Приложению 2, раздел 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК относится ***к I категории***.

Для основных производственных объектов (НГДУ- 4), расположенных на месторождении Карамандыбас утвержденный размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) составляет 1000 м. По результатам проведенных расчетов корректировка размера установленной санитарно-защитной зоны – не производится.

На месторождении Карамандыбас отсутствуют населенные пункты. На территории СЗЗ предприятия отсутствуют зоны заповедников, санаториев, курортов, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха.

7.4 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух. Внедрение малоотходных и безотходных технологий

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- постоянно контролировать работу технологического оборудования;
- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;
- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
- строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
- проверка автотранспорта на соответствия требованиям технического регламента;
- пылеподавление на всех этапах строительства и эксплуатации;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
- не допускать утечек и проливов ГСМ на рельеф;
- содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
- обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
- разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

Эксплуатацию автотранспортных и иных передвижных средств необходимо осуществлять с учетом требований ст.208 ЭК РК.

Накопление отходов, которые могут быть источником загрязнения атмосферного воздуха, производить в специально оборудованных местах с применением специальных сооружений, установок и оборудования, соответствующих требованиям ст. 209 ЭК РК.

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий. При добыче нефти на месторождении Карамандыбас применяется герметизированная система сбора, подготовки и их транспортировки к потребителям, что значительно снижает выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере, проведенный на

промплощадке месторождения Карамандыбас, показал, что по всем ингредиентам, на границе нормативной СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха для населенных мест, поэтому специальных мероприятий по снижению выбросов проводить не требуется.

Основными мероприятиями по уменьшению образования загрязняющих веществ и охране атмосферного воздуха при производственной деятельности предприятия являются:

- полная герметизация всей системы сбора и транспортировки нефти и газа, соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех частей системы нефтедобычи;
- выбор режима работы технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов допустимых выбросов (НДВ) и поддержание уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК;
- создание системы учета и контроля за выбросами загрязняющих веществ по составу и количеству с учетом их суммации;
- автоматизация технологического процесса, предупреждающая аварийные ситуации;
- проведение работ по ремонту оборудования при благоприятных метеорологических условиях (ветер от населенных пунктов, отсутствие штилей, приземных инверсий, опасных скоростей ветра и т. д.);
- применение оборудования и строительной техники с минимальными выбросами в атмосферу;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- ликвидация замазученных площадей.

Выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе расположения объектов предприятия.

Основными мероприятиями, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, являются:

- утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева на ГУ и на устьевых подогревателях, что исключает также в выбросах сажу, бенз/а/пирен, формальдегид при работе на дизтопливе;
- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на определенное давление, срабатывание клапанов и выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;
- использование в исправном техническом состоянии строительной техники и автотранспорта, проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия, что снижает выбросы загрязняющих веществ;
- организация движения автотранспорта по территории месторождения и поддержание в исправном состоянии внутрипромысловых автодорог, использование поливомоечных машин для подавления пыли;

- использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ.

Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Сокращение объемов выбросов и снижение приземных концентраций обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий.

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за период разработки месторождения Карамандыбас не предусматривались, так как на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Но, несмотря на соответствие критериям качества атмосферного воздуха для населенных мест, на границе СЗЗ и $ПДК_{р.з.}$ проектом предусматриваются мероприятия по уменьшению объемов выбросов и улучшению условий рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Кроме того, на существующих источниках в действующем проекте нормативов НДВ также предусмотрены мероприятия по уменьшению объемов выбросов и снижению приземных концентраций и составлены «Планы мероприятий по снижению выбросов ЗВ с целью достижения нормативов НДВ».

Ежегодно на предприятии разрабатываются технологические мероприятия, направленные на уменьшение влияния предприятия, на состояние окружающей среды, на предотвращение сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу.

В период строительства проектируемых объектов для уменьшения влияния планируемых работ на состояние атмосферного воздуха, сокращения объемов выбросов ЗВ, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, проектом предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов на атмосферный воздух, предусматривают:

- на площадках работ при перемещении спецтехникой грунта и инертных материалов для сокращения пыления применяется пылеподавление поливочной машиной;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- систематическое орошение площадок строительства.

Технологические мероприятия включают:

- укрытие тентами кузова автосамосвалов при перевозке сыпучих материалов;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками выходящего на линию автотранспорта;
- тщательную технологическую регламентацию проведения работ;

- внедрение современных методов внутреннего подавления выбросов от дизельных двигателей спецавтотранспорта (малотоксичный рабочий процесс, регулирование топливоподачи, подача воды в цилиндры), что позволит снизить содержание оксидов азота в отходящих газах на 75 %;
- использование присадок для дизельного топлива, что позволит снизить выбросы оксидов азота на 50 %;
- использование малосернистого дизельного топлива, что позволит увеличить эксплуатационное время работы двигателя между ремонтами и снизить выбросы диоксида серы.

Для обеспечения герметизации вновь смонтированное оборудование и трубопроводы перед пуском в эксплуатацию подлежат:

- испытанию на прочность и плотность с контролем швов;
- оснащению предохранительными устройствами со сбросом в закрытые системы.
- антикоррозионная защита оборудования, трубопроводов, подверженных сероводородной агрессии с помощью ингибиторов коррозии и защитных покрытий, что обеспечивает безаварийную работу и исключает загрязнение почвы;
- контроль сварных соединений стальных трубопроводов;
- испытание на прочность и плотность оборудования и трубопроводов.

На период эксплуатации проектируемых объектов также предусматривается комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Для снижения влияния проектируемых объектов на загрязнение атмосферного воздуха проектом предусмотрено автоматизированное управление всех технологических процессов, протекающих непрерывно.

Автоматизация процессов предотвращает аварийные ситуации, связанные с повышенными выбросами ЗВ в атмосферу. В процессе нормальной эксплуатации влияние на атмосферный воздух от работы оборудования удовлетворяет требованиям существующих природоохранных норм.

Основными мероприятиями по снижению выбросов ЗВ являются:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- оборудование предохранительными клапанами технологического оборудования, предотвращающее аварийные ситуации;
- размещение технологических установок, арматуры и коммуникаций на открытых площадках на расстояниях в соответствии со СНиП, с учетом функционального назначения и розы ветров;
- измерение и контроль по следующим параметрам:
- давление и температура в контролируемых точках технологического процесса;
- уровень жидкости в емкостях;
- расход нефти;
- расход газа;
- обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-74;

- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов технологического оборудования;
- системы автоматизированного дистанционного управления технологическим процессом с рабочего места оператора;
- аварийное отключение насосов, входных задвижек и т.д. обслуживающим персоналом непосредственно с площадок обслуживания на основании показаний местных приборов контроля технологических параметров;
- аварийная сигнализация при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций: любая ситуация, расцениваемая как пожароопасная, вызовет срабатывание системы аварийного отключения.

Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за изменением воздуха в рабочей зоне на промплощадке и прилегающей территории.

Эти меры в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и контроля позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух.

7.5 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обусловливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое атмосферы.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды неблагоприятных метеорологических условий максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

К неблагоприятным метеоусловиям относятся:

- температурные инверсии;
- пыльные бури;
- штиль;
- туманы.

Проведение мероприятий при НМУ позволит не допустить в эти периоды возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов

Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

В соответствии с требованиями РД 52.04.52-85 «Методические указания. Регулирование выбросов при НМУ» мероприятия по регулированию выбросов разрабатываются на всех предприятиях, имеющих источники выбросов вредных веществ в атмосферу.

В соответствии с РД 52.04.52-85 для предприятия разработаны планы мероприятий по снижению выбросов при наступлении НМУ на I, II режимы работы. Мероприятия по I режиму НМУ обеспечивают снижение приземных концентраций ЗВ на 15-20%, по II режиму - на 20-40%, по III режиму - на 40-60%.

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Меры по уменьшению выброса, в периоды НМУ, могут проводиться без сокращения производства и без существенных изменений технологического режима – это I режим работы предприятия. При этом сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы, обеспечивается примерно около 20 %. При втором и третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ, примерно на 40-60 %, а в некоторых особо опасных условиях необходимо предусматривать полное сокращение выбросов. Третий режим работы предприятия предусматривается в наиболее опасных случаях, когда создается серьезная угроза здоровью населения. При этом снижение загрязненности до 50 % может быть достигнуто за счет смещения во времени технологических процессов, связанных с выделением оксидов азота и углерода.

Мероприятия по регулированию выбросов *по первому режиму* носят организационно-технический характер, которые не приводят к снижению производственной мощности предприятия, и включают:

- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами, на печах подогрева нефти, дизельных генераторах, на площадках строительства скважин;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- усиление контроля за ведением топочного режима;
- поддержание оптимального избытка воздуха по режимной карте, устраняющем условия образования недожега;
- ведение режима горения по отлаженным кислодомерам, проверка величины нагрузок на котлах и их режимов в соответствии с режимными картами;
- снижение нагрузок на мини-котельных с целью создания устойчивого разряжения в топочном пространстве;
- запрещение продувки и очистки оборудования и емкостей, в которых хранятся загрязняющие вещества, а также ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;

- запрещение работы на форсированном режиме в резервуарном парке, печах, котельных, дизель-генераторах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- прекращение пусковых операций на оборудовании, приводящих к увеличению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- рассредоточение во времени выбросов загрязняющих веществ из технологических агрегатов;
- обеспечение инструментального контроля выбросов вредных веществ в атмосферу, непосредственно на источниках и на границе санитарно-защитной зоны.
- другие организационно-технические мероприятия, приводящие к снижению выбросов загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов *по второму режиму* включают в себя все мероприятия первого режима, а также мероприятия, связанные с технологическими процессами производства и сопровождающиеся незначительным снижением производительности объекта:

- снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ (технологических печей, дизель- генераторов);
- прекращение сжигания на факеле газа при проведении КРС;
- запрещение включения дизель-генераторов в профилактических целях;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- усиление контроля за выбросами автотранспорта путем проверки состояния и работы двигателей;
- ограничение движения и использования транспорта согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- мероприятия по снижению испарения топлива;
- прекращение строительных работ на строительных площадках.

Мероприятия по сокращению выбросов *по третьему режиму* включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режима, а также мероприятия, разработанные на базе технологических процессов, имеющих возможность снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет временного сокращения производственной мощности предприятия:

- снижение производственной мощности или полную остановку производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно-работающих однотипных технологических агрегатов и установок (вплоть до отключения одного, двух, трех и т.д. агрегатов);

- отключение аппаратов и оборудования с законченным технологическим циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ.

Выполнение предложенных мероприятий по регулированию выбросов в периоды НМУ обеспечивают требуемое снижение выбросов.

Как показывает практика, при наступлении НМУ в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия.

На период НМУ частота контрольных замеров увеличивается. Контрольные замеры выбросов на периоды НМУ производятся перед осуществлением мероприятий, в дальнейшем - один раз в сутки. Периодичность замеров определяется из возможностей методов контроля.

7.6 Возможные существенные воздействия на атмосферный воздух

Прямое воздействие на атмосферный воздух будет связано с непосредственным выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Прямое воздействие также будет связано с возможностью трансформации некоторых загрязняющих веществ за счет образования групп суммации, распада веществ или способностью давать новые вещества при взаимодействии с другими веществами, что будет влиять на качество воздуха в пределах области воздействия проектируемого объекта.

Косвенное воздействие связано с возможностью сухого осаждения выбросов загрязняющих веществ на почвенный покров и водные объекты, а также в последующем вымывания ее атмосферными осадками и загрязнение более глубоких почвенных горизонтов и подземных вод. Например, оксиды азота и оксиды серы, взаимодействуя с атмосферной влагой, могут образовывать кислотные дожди, но так как природно-климатическая зона размещения предприятия относится к пустыням с недостаточным увлажнением, то такое воздействие маловероятно. Оксиды азота участвуют в формировании фотохимического смога, но такое явление маловероятно, так как район размещения проектируемого объекта характеризуется равнинным рельефом местности с малоэтажной застройкой и среднегодовой скоростью ветра - 4-5 м/сек, что не обеспечивает условий для формирования смога. Наличие такого ветрового потенциала способствует лучшему рассеиванию загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Косвенные воздействия от загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин и эксплуатации вновь вводимого технологического оборудованияидентичны.

К косвенным воздействиям от загрязнения атмосферного воздуха на стадии строительства и эксплуатации отнесены:

- загрязнение почвенного покрова в результате осаждения атмосферных примесей за в пределах месторождения;

- загрязнение растительности в результате осаждения атмосферных примесей за в пределах месторождения.

Кумулятивное воздействие является результатом воздействия на атмосферный воздух проектируемого объекта и других существующих объектов, осуществляемых деятельность на данной территории.

Кумулятивное воздействие оценено при расчете рассеивания загрязняющих веществ с учетом базового антропогенного фона

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия проектируемого объекта. Учитывая расположение источников воздействия на атмосферный воздух на достаточном расстоянии от жилых зон, достаточно высокую способность атмосферы к самоочищению, качество атмосферного воздуха в районе планируемых работ практически сохранится на прежнем уровне.

Трансграничное воздействие

Трансграничное воздействие на атмосферный воздух при разработке месторождения Карамандыбас отсутствует, так как ближайшая государственная граница с Туркменистаном находится на расстоянии 130 км, а побережье Каспийского моря на расстоянии 60 км.

Влияние выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации будет носить местный характер (до 100 км^2) и не приведет к каким-либо трансграничным воздействиям.

Значительных воздействий, создаваемых осаждением азота и выходящих за пределы государственной границы, также не ожидается.

Таким образом, трансграничных воздействий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от реализации проекта не предвидится.

При оценке существенности воздействия на атмосферный воздух намечаемой проектной деятельности выделены основные источники загрязнения, определены основные загрязняющие вещества и их ориентировочное валовое количество, установлена зона влияния объекта на атмосферный воздух, в пределах которой проведен расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ с учетом нормативного размера СЗЗ и разработан комплекс мероприятий и технических решений, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на воздушный бассейн.

Выбросы в атмосферный воздух при бурении скважин составляют около 90% (работа силовых двигателей буровой установки) от общего объема выбросов. Выбросы являются временными и не окажут существенного воздействия на экологическую обстановку в районе месторождения.

Основными источниками негативного воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин являются дизельные агрегаты буровой установки, при эксплуатации оборудования – устьевые подогреватели, печи подогрева, продувочные свечи.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о том, что основное воздействие на атмосферу при проведении планируемых работ будет происходить в пределах утвержденной санитарно-защитной зоны (1000 м). Таким образом, проведение намечаемых работ не будет иметь необратимого воздействия на состояние атмосферного воздуха.

В целом, прямое воздействие на атмосферный воздух при реализации проекта разработки месторождения с учетом пространственных, временных параметров и параметров интенсивности воздействия оценивается следующим образом:

Таблица 7.12- Оценка воздействия на атмосферный воздух

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1 (базовый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №2) находится в пределах 12-24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии ***«средней значимости»*** изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

8. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

На территории месторождения Карамандыбас постоянные водоемы и водотоки отсутствуют.

Ближайший поверхностный водный объект – Каспийское море находится на расстоянии 60 км от месторождения Карамандыбас.

Объекты на территории месторождения Карамандыбас не входят в природоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2 км.

Основным гидрогеологическим элементом рассматриваемого района является Южно-Мангышлакский артезианский бассейн. Северной границей бассейна служат горно-складчатые сооружения Центрально-Мангышлакской системы дислокаций, а южной – Карабогазский свод. Западная и восточная границы принимаются несколько условно в рамках одноименного прогиба.

В разрезе мезокайнозойских отложений Южного Мангышлака (как артезианского бассейна) выделяются три гидрогеологических этажа – меловой, юрский и триасовый.

В разрезе меловых отложений выделяются 2 водоносных комплекса альб-сеноманский и неокомский. Они приурочены к мощным хорошо выраженным пачкам песчаников, разделенных глинистыми прослоями различной мощности. Пластовые воды меловых отложений относятся к сульфат-натриевому и гидрокарбонат-натриевому типам.

Воды альб-сеноманского комплекса характеризуются сравнительно низкой минерализацией (10-15 *г/л*). Минерализация неокомских вод выше альб-сеноманских и составляет несколько десятков *г/л*.

Пластовые воды юрского комплекса пород представлены сильно минерализованными хлоркальциевыми рассолами. Общая минерализация их 150-170 г/л. Содержание хлора составляет 2700-2800 мг-экв/л, что заметно превышает содержание щелочных металлов (около 2100 мг-экв/л). Среди щелочных металлов преобладает натрий, содержание калия не превышает 1 %.

Важную роль играют щелочноземельные металлы. Так, содержание кальция достигает 550-450 мг-экв/л, магния – 150-170 мг-экв/л. Среди анионов обращает на себя внимание очень малое содержание сульфатов (десятые и сотые доли мг-экв/л) и гидрокарбонатов (до 2-3 мг-экв/л).

Воды юрских горизонтов содержат сравнительно большие концентрации брома (400-500 мг-экв/л) и йода – порядка 6-8 мг-экв/л. Кроме того, в водах присутствует бор, аммоний и ряд других компонентов. Плотность юрских вод, приведенных к 20 ^{0}С, незначительно нарастает с глубиной от 1,108 г/см^3 до 1,112 г/см^3.

Гидрохимический облик триасового водоносного этажа ничем не отличается от контактирующего с ним юрского. Идентичность параметров смежных водонапорных систем вполне допускает отсутствие региональных экранов между ними.

К триасу приурочены высокоминерализованные хлормагниевые воды с общей минерализацией 91539,9 – 13229,0 мг/л. Воды почти бессульфатные, отмечается заметное преобладание хлора (55844, 85783 мг/л) над щелочными элементами. Содержание магния от 1149,1 до 610 мг-экв/л. Плотность пластовых вод триасового комплекса составляет 1,0734-1,1120 г/см^3 при 20 ^{0}С. Воды триасовых отложений газонасыщены (450-2000 см^3/л). Концентрация углеводородов составляет 80-90 %, тяжелых углеводородов 5-6 %, гелия до

0,31 %.

Загрязнение подземных вод при строительстве запроектированных скважин возможно в случае нарушения герметичности заколонного пространства, поглощении промывочной жидкости цементных растворов, нефтефонтанирования, при перетоках нефти и или пластовых минерализованных вод из нижележащих в вышележащие и наоборот. Поэтому огромное значение для предотвращения попадания нефтепродуктов в подземные водоносные горизонты имеют конструкция скважины, обеспечивающая разобщение продуктивных пластов с водоносными, и качество цементирования колонн, герметично перекрывающих горизонты.

8.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности. Требования к качеству используемой воды

Питьевое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды при реализации рассматриваемых вариантов разработки (строительство скважин и ввод нового проектируемого оборудования) обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору. Вода для хозяйственно-бытовых нужд – волжская вода. Техническая вода - техническая волжская вода. Водовод Астрахань–Мангышлак.

Вода технического качества используется:

- для производственных нужд (котельная, обмыв оборудования);
- частично для хоз-бытовых целей (полив зеленых насаждений, влажная уборка производственных и бытовых помещений, стирка спецодежды в прачечной, подпитка отопительной системы, горячее и холодное водоснабжение в душевых и санузлах).

Водооборотные системы отсутствуют.

Схема хозяйственно-бытового и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Принимая во внимание отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, непосредственного *воздействия на подземные воды не ожидается*.

Приводимая далее оценка воздействия на состояние вод на окружающую среду основывается на данных материалов проектов-аналогов - ОВОС к «Корректировка Группового технического проекта на строительство эксплуатационных добывающих скважин проектной глубиной 2000 м на месторождения Карамандыбас» (Заключение ГЭЭ № KZ18VCZ00868314 от 02.04.2021 г.)

8.1.1 Водопотребление

Качество воды, используемой для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд должна соответствовать документам государственной системы санитарно-эпидемиологического нормирования согласно п. 18 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49.

Расчет расхода воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, выполнен в соответствии с нормами СП РК 4.01-101-2012.

Расчет норм водопотребления и водоотведения

Расчет питьевой воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве 1-й скважины

Питьевая вода (дополнительно очищенная волжская) используется на хозяйственно-питьевые нужды.

Расчет расхода воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, выполнен в соответствии с нормами СП РК 4.01-101-2012.

Норма расхода воды на 1-го работающего в сутки на питьевые нужды – 5 л.

Расчет объема воды **при подготовительных работах (монтаж и демонтаж оборудования):**

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

5 л * 16 чел. * 10^{-3} = 0,080 $м^3$/сут. или 0,080 * 2 дн. = 0,160 $м^3$/скв/цикл

Расчет объема воды **при строительстве и монтаже буровой установки**:

- Расход воды для 20 человек:

5 л * 20 чел. * 10^{-3} = 0,100 $м^3$/сут. или 0,100 * 2 дн. = 0,200 $м^3$/скв/цикл

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

5 л * 16 чел. * 10^{-3} = 0,080 $м^3$/сут. или 0,080 *33 дн. = 2,640 $м^3$/скв/цикл

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

5 л * 12 чел. * 10^{-3} = 0,060 $м^3$/сут. или 0,060 * 8 дн. = 0,480 $м^3$/скв/цикл

Суммарный расход питьевой воды на питьевые нужды составляет:

0,080 + 0,100 + 0,080 + 0,060 = **0,320 $м^3$/сут.** или

0,160 + 0,200 + 2,640 + 0,480 = **3,480 $м^3$/скв/цикл.**

Норма расхода воды на бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

- *бытовые нужды - 500 л;*
- *душевая сетка – 2 места.*

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

500 л * 2 * 10^{-3} = 1,000 $м^3$/сут. или 1,000 * 2 дн. = 2,000 $м^3$/скв./цикл;

Расчет объема воды **при строительно-монтажных работах*:***

500 л * 2 * 10^{-3} = 1,000 $м^3$/сут. или 1,000 * 2 дн. = 2,000 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при бурении и креплении*:***

500 л* 2 * 10^{-3} = 1,000 $м^3$/сут. или 1,000 * 33 дн. = 33,000 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при испытании*:***

500 л * 2 * 10^{-3} =1,000 $м^3$/сут. или 1,000 * 8 дн. = 8,000 $м^3$/скв/цикл;

Суммарный расход воды на бытовые нужды составляет:

1,000 + 1,000 + 1,000 + 1,000 = **4,000 $м^3$/сут.** или

2,000 +2,000 + 33,000 + 8,000 = **45,000$м^3$/скв/цикл.**

Расход воды на столовую при норме расхода 12 л/усл. блюдо.

Количество блюд – 5 ед.

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

12 * 5 * 16 * 10^{-3} = 0,960 $м^3$/сут. или 0,960 * 2 дн. = 1,920 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при строительно-монтажных работах:**

- Расход воды для 20 человек:

12 * 5 * 20 чел. * 10^{-3} 1,200 $м^3$/сут. или 1,200 * 2 дн. = 2,400 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

12 * 5* 16 * 10^{-3} = 0,960 $м^3$/сут. или 0,960 * 33 дн. = 31,680 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

12 * 5* 12 * 10^{-3} = 0,720 $м^3$/сут. или 0,720 * 8 дн. = 5,760 $м^3$/скв/цикл;

Суммарный расход на столовую составляет:

0,960+1,200+0,960+0,720 = **3,840 $м^3$/сут.** или

1,920 + 2,400 + 31,680 + 5,760 = **41,760 $м^3$/скв/цикл.**

Расход воды на прачечную при норме расхода 40 л/сухого белья.

Норма сухого белья на человека – 0,5 кг/сутки:

Расчет объема воды **при подготовительных работах:**

- Расход воды для 16 человек:

40 * 0,5 * 16 * 10^{-3} = 0,320 $м^3$/сут. или 0,320 * 2 дн. = 0,640 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при строительно-монтажных работах:**

- Расход воды для 20 человек:

40 * 0,5 * 20 * 10^{-3} = 0,400 $м^3$/сут. или 0,400 * 2 дн. = 0,800 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при бурении и креплении:**

- Расход воды для 16 человек:

40 * 0,5 * 16* 10^{-3} = 0,320 $м^3$/сут. или 0,320 * 33 дн. = 10,560 $м^3$/скв/цикл;

Расчет объема воды **при испытании:**

- Расход воды для 12 человек:

40 * 0,5 * 12 * 10^{-3} = 0,240 $м^3$/сут. или 0,240 * 8 дн. = 1,920 $м^3$/скв/цикл;

Суммарный расход воды на прачечную составляет:

0,400 + 0,320 + 0,320 + 0,240 = **1,280 $м^3$/сут.** или

0,800 + 0,640 + 10,560 + 1,92 = **13,920 $м^3$/скв/цикл.**

Расчёт водопотребления и водоотведения при строительстве скважины представлен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 –Расчет водопотребления и водоотведения при строительстве 1 скважины

Потребитель	Ед. изм	Кол-во, чел	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
				$м^3$/сут	$м^3$/цикл	$м^3$/сут	$м^3$/цикл
Питьевые нужды	Место	12-20	5	0,320	3,480	0,256	3,480
Бытовые нужды, душевая	Сетка	12-20	500	4,000	45,000	3,200	45,000
Столовая	Усл. блюдо	12-20	12	3,840	41,760	3,072	41,760
Прачечная	1кг сухого белья	12-20	40	1,280	13,920	1,024	13,920
Всего				**9,440**	**104,160**	**7,552**	**104,160**
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,472	5,208	0,378	5,208
Итого:	**-**	**-**	**-**	**9,912**	**109,368**	**7,930**	**109,368**

Расчет воды, используемой на технические нужды

1. Расход потребности ***воды***, используемой в качестве:

- основа жидкости освоения – **37,5 $м^3$,**

для смены жидкости освоения на воду и промывки (2 цикла) – **35,4 м^3**

Данные приняты согласно таблицы 10.10 Технической части проекта.

2**.** Расход воды, используемой для приготовления бурового раствора – **326,664 м^3** (Таблица 7.6 Технической части проекта).

3. Вода, используемая для котельной.

Норма расхода пресной воды составляет 3 тонн/сутки (паспортные данные).

Расход воды при подготовительных работах составит:

3 т * 2 сут. *158/365 = 2,597 тонн (м^3).

Расход воды при бурении и креплении составит:

3 т * 33,0 сут. *158/365 = 42,855 тонн (м^3).

Расход воды при испытании составит:

3 т * 8 сут. *158/365 = 10,389 тонн (м^3).

где: 158 – продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).

Общий расход воды для котельной составит – **57,140 тонн (м^3).**

4. Для соблюдения правил по техники безопасности на территории площадки бурения проектируется наличие противопожарного запаса ***волжской*** воды на случай аварийной ситуации в количестве – **40,000 м^3/цикл.**

5. Расход воды, используемой для приготовления цементного раствора – **81,300 м^3** (Таблица 9.16 Технической части проекта).

Потребность в пресной и технической воде при строительстве 1 скважины представлена в таблице 8.2.

Таблица 8.2- Водопотребление при строительстве 1 скважины

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, м^3/цикл
Питьевая вода, в том числе:	**109,368**
- на хоз-бытовые нужды	109,368
Вода на технические нужды, в том числе:	**578,004**
- основа жидкости освоения	37,500
- для смены жидкости освоения на воду и промывки	35,400
- на нужды котельной в зимнее время	57,140
- на противопожарные нужды	40,000
- для приготовления бурового раствора	326,664
- для цементного раствора	81,300
Всего	**687,372**

Общее водопотребление при строительстве скважин по вариантам №1, №2,№3

Вариант №1

Таблица 8.3- Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №1

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м^3/цикл	2023г.,2024г (16 скважин)	2025г. (14 скважин)	2026г.,2030 г., 2031г,2033 г., 2036 г,2038 г. (4 скважины)	2034г., 2035г,2041г. (2 скважины)	2027г,2028г., 2032 г. (3скважины)	2029г,2037 г.,2039г (6 скважин)	2042г,2044г,2046г (1 скважина)	2045 г., (5скважин)
Питьевая вода, в том числе:	**109,368**	**1749,888**	**1531,152**	**437,472**	**218,736**	**4374,72**	**656,208**	**109,368**	**546,84**
- на хоз-бытовые нужды	109,368	1749,888	1531,152	437,472	218,736	4374,72	656,208	109,368	546,84
Вода на технические нужды, в том числе:	**578,004**	**9248,064**	**8092,056**	**2312,016**	**1156,008**	**23120,16**	**3468,024**	**578,004**	**2890,02**
- основа перфорационной жидкости	37,5	600	525	150	75	1500	225	37,5	187,5
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	35,4	566,4	495,6	141,6	70,8	1416	212,4	35,4	177
- на нужды котельной в зимнее время	57,14	914,24	799,96	228,56	114,28	2285,6	342,84	57,14	285,7
- на противопожарные нужды	40	640	560	160	80	1600	240	40	200
- для приготовления бурового раствора	**109,368**	5226,624	4573,296	1306,656	653,328	13066,56	1959,984	**109,368**	1633,32
- для цементного раствора	109,368	1300,8	1138,2	325,2	162,6	3252	487,8	109,368	406,5
Всего:	**578,004**	**10997,952**	**9623,208**	**2749,488**	**1374,744**	**27494,88**	**4124,232**	**578,004**	**3436,86**

Вариант №2

Таблица 8.4 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №2

Потребитель	Водопотребление на одну скважину, м3/цикл	2023г.(24 скважины)	2024 г,2039г (7 скважин)	2025 г. (16 скважин)	2026 г. (17 скважин)	2027 г. (19 скважин)	2028 г. (27 скважин)	2029 г.,2034г. (31 скважин)
Питьевая вода, в том числе:	**109,368**	**2624,832**	**765,576**	**1749,888**	**1859,256**	**1968,624**	**2843,568**	**3390,408**
- на хоз-бытовые нужды	**109,368**	**2624,832**	**765,576**	**1749,888**	**1859,256**	**1968,624**	**2843,568**	**3390,408**
Вода на технические нужды, в том числе:	**578,004**	**13872,1**	**4046,028**	**9248,064**	**9826,068**	**10404,07**	**15028,1**	**17918,12**
- основа перфорационной жидкости	**37,5**	**900**	**262,5**	**600**	**637,5**	**675**	**975**	**1162,5**
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	**35,4**	**849,6**	**247,8**	**566,4**	**601,8**	**637,2**	**920,4**	**1097,4**
- на нужды котельной в зимнее время	**57,14**	**1371,36**	**399,98**	**914,24**	**971,38**	**1028,52**	**1485,64**	**1771,34**
- на противопожарные нужды	**40**	**960**	**280**	**640**	**680**	**720**	**1040**	**1240**
- для приготовления бурового раствора	**109,368**	**7839,936**	**2286,648**	**5226,624**	**5553,288**	**5879,952**	**8493,264**	**10126,584**

- для цементного раствора	**109,368**	**1951,2**	**569,1**	**1300,8**	**1382,1**	**1463,4**	**2113,8**	**2520,3**
Всего:	**578,004**	**16496,93**	**4811,604**	**10997,952**	**11685,32**	**12372,7**	**17871,67**	**21308,53**

Продолжение таблицы 8.4

2030г. (29 скважин)	**2031г. (38скважин)**	**2032 г, (39 скважин)**	**2033 г. (37скважин)**	**2035 г. (34 скважины)**	**2036 г. (32 скважины)**	**2037 г.,2045г (6 скважин)**	**2038 г. (4 скважины)**	**2041 г.,2042г (2 скважины)**	**2044г,2046г,2049г. (1 скважина)**
3171,672	**4155,984**	**4265,352**	**4046,616**	**3718,512**	**3499,776**	**656,208**	**437,472**	**218,736**	**109,368**
3171,672	4155,984	4265,352	4046,616	3718,512	3499,776	656,208	437,472	218,736	109,368
16762,12	**21964,15**	**22542,16**	**21386,15**	**19652,14**	**18496,13**	**3468,024**	**2312,016**	**1156,008**	**578,004**
1087,5	1425	1462,5	1387,5	1275	1200	225	150	75	37,5
1026,6	1345,2	1380,6	1309,8	1203,6	1132,8	212,4	141,6	70,8	35,4
1657,06	2171,32	2228,46	2114,18	1942,76	1828,48	342,84	228,56	114,28	57,14
1160	1520	1560	1480	1360	1280	240	160	80	40
9473,256	12413,232	12739,896	12086,568	11106,576	10453,248	1959,984	1306,656	653,328	326,664
2357,7	3089,4	3170,7	3008,1	2764,2	2601,6	487,8	325,2	162,6	81,3
19933,79	**26120,14**	**26807,51**	**25432,76**	**23370,65**	**21995,9**	**4124,232**	**2749,488**	**1374,744**	**687,372**

Вариант №3

Таблица 8.5 - Общее водопотребление при строительстве скважин по варианту №3

Потребитель	**Водопотребление на одну скважину, м³/цикл**	**2023 г. (24 скважины)**	**2024 г., 2039 г. (7 скважин)**	**2025 г. (15 скважин)**	**2026 г. (17 скважин)**	**2027 г. (19 скважин)**	**2028 г. (27 скважин)**	**2029 г., 2034 г. (31 скважин)**
Питьевая вода, в том числе:	**109,368**	**2624,832**	**765,576**	**1640,52**	**1859,256**	**2077,992**	**2952,936**	**3390,408**
- на хоз-бытовые нужды	109,368	2624,832	765,576	1640,52	1859,256	2077,992	2952,936	3390,408
Вода на технические нужды, в том числе:	**578,004**	**13872,1**	**4046,028**	**8670,06**	**9826,068**	**10982,08**	**15606,11**	**17918,12**
- основа перфорационной жидкости	37,5	900	262,5	562,5	637,5	712,5	1012,5	1162,5
- для смены перфорационной жидкости на воду и промывки	35,4	849,6	247,8	531	601,8	672,6	955,8	1097,4
- на нужды котельной в зимнее время	57,14	1371,36	399,98	857,1	971,38	1085,66	1542,78	1771,34
- на противопожарные нужды	40	960	280	600	680	760	1080	1240
- для приготовления бурового раствора	**109,368**	7839,936	2286,648	4899,96	5553,288	6206,616	8819,928	10126,584
- для цементного раствора	109,368	1951,2	569,1	1219,5	1382,1	1544,7	2195,1	2520,3
Всего:	**578,004**	**16496,93**	**4811,604**	**10310,58**	**11685,32**	**13060,07**	**18559,04**	**21308,53**

продолжение таблицы 8.5

2030г. (30 скважин)	2031г., (38 скважин)	2032 г (39 скважин)	2033 г (37скважин)	2035 г. (34 скважины)	2036 г. (32 скважины)	2037 г.,2038г (4 скважины)	2039 г.,2045г (5 скважин)	2041г.,2042г,2044г, 2049г (2 скважины	2046г., 2050г. (1 скважина)
3281,04	**4155,984**	**4265,352**	**4046,616**	**3718,512**	**3499,776**	**437,472**	**546,84**	**218,736**	**109,368**
3281,04	4155,984	4265,352	4046,616	3718,512	3499,776	437,472	546,84	218,736	109,368
17340,12	**21964,15**	**22542,16**	**21386,15**	**19652,14**	**18496,13**	**2312,016**	**2890,02**	**1156,008**	**578,004**
1125	1425	1462,5	1387,5	1275	1200	150	187,5	75	37,5
1062	1345,2	1380,6	1309,8	1203,6	1132,8	141,6	177	70,8	35,4
1714,2	2171,32	2228,46	2114,18	1942,76	1828,48	228,56	285,7	114,28	57,14
1200	1520	1560	1480	1360	1280	160	200	80	40
9799,92	12413,232	12739,896	12086,568	11106,576	10453,248	1306,656	1633,32	653,328	326,664
2439	3089,4	3170,7	3008,1	2764,2	2601,6	325,2	406,5	162,6	81,3
20621,16	**26120,14**	**26807,51**	**25432,76**	**23370,65**	**21995,9**	**2749,488**	**3436,86**	**1374,744**	**687,372**

Расчет воды, используемой при эксплуатации вновь вводимого оборудования

Таблица 8.6 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по варианту №1

Потребитель	**Водопотребление на одну установку, м3/год**	**Объем водопотребления, м^3/год**		
		2023 г.	**2024 г.**	**2025 г.**
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)		2	3	3
Вода на технические нужды (заправка устьевых подогревателей УН-0,2)	2,5	5	7,5	7,5
Печь подогрева ПТ-16/150 (шт)				
Вода на технические нужды (заправка печей подогрева ПТ-16/150)	80	-	-	-
Итого:		**5**	**7,5**	**7,5**

Таблица 8.7 - Водопотребление технической воды при эксплуатации вновь вводимого оборудования по вариантам №2, №3

Потребитель	**Водопотребление на одну установку, м^3/год**	**Объем водопотребления, м^3/год**											
		2023г.	**2024г.**	**2027г.**	**2028г.**	**2029г.**	**2030г.**	**2031г.**	**2032г.**	**2033г.**	**2034г.**	**2035г.**	**2036г.**
Установка и монтаж устьевых подогревателей УН-0,2 (шт)		5	5	5	1	4	1	1	8	5	2	5	3

Вода на технические нужды (заправка устьевых подогревателей УН-0,2)	2,5	12,5	12,5	12,5	2,5	10	2,5	2,5	20	12,5	5	12,5	7,5
Печь подогрева ПТ-16/150 (шт)		2											
Вода на технические нужды (заправка печей подогрева ПТ-16/150)	80	160											
Итого:		**172,5**	**12,5**	**12,5**	**2,5**	**10**	**2,5**	**2,5**	**20**	**12,5**	**5**	**12,5**	**7,5**

Водопотребление на печи подогрева и устьевые подогреватели является безвозвратным.

8.1.2 Водоотведение

Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке газа на месторождении Карамандыбас сопровождается образованием, накоплением, отведением и утилизацией:

- хозяйственно-бытовых сточных вод;
- производственных сточных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала.

Хозяйственно-бытовые сточные воды в вахтовом поселке формируются одним потоком из санитарно-гигиенических помещений, душевых сеток, столовых, после мытья посуды, прачечной и пр.

Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования, представлены:

- технологическими сточными водами;
- промывочными;
- ливневыми водами.

Технологические сточные воды формируются от технологических площадок и технологических сооружений, производственных зданий, насосных, при ремонте скважин, от системы охлаждения электродвигателей (маслоохладители и воздухоохладители).

Промывочные воды образуются при зачистке и промывке различных резервуаров, ремонта и опрессовки оборудования, смыва разлитой нефти и утечек от технологического оборудования и т.д.

Ливневые воды формируются при отведении поверхностного стока с технологических площадок при снеготаянии и в период прохождения дождевых паводков.

Системы отведения сточных вод

Для отвода сточных вод на производственных объектах месторождения предусмотрены две раздельных системы канализации:

- производственная;
- хозяйственно-бытовая.

Производственные сточные воды собираются в герметичные емкости. Далее из емкостей производственные стоки спец. автотранспортом вывозятся на очистные сооружения по договору со специализированной организацией.

Сброс стоков от санитарных приборов при осуществлении строительства осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

8.1.3 Система поддержания пластового давления

Разработка месторождения Карамандыбас осуществляется с поддержанием пластового давления путём закачки воды в пласт. Источником водоснабжения системы ППД на месторождении является вода Каспийского моря, т.к. пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, не обеспечивают необходимый объём воды для закачки в пласт в общей системе ППД месторождений Узень и Карамандыбас. Специальная подготовка морской воды не производится.

Транспортировку морской воды на месторождении Карамандыбас производит цех транспортировки технологических жидкости (далее – ЦТТЖ) АО «Озенмунайгаз». Для транспортировки технологических жидкостей применяются манифольдные узлы, запорные арматуры, водоводы. Водоводы предназначены для транспортировки жидкости до узлов учета блочно-кустовых насосных станций (далее – БКНС) и других технологических установок НГДУ.

Морская вода поступает на месторождение со сбросного канала ТОО «КазАтомПром» по магистральному водоводу Актау-Карамандыбас диаметром 1020 мм и протяженностью 150 км. Проектная мощность водовода 150 тыс. м^3/сут. Часть морской воды отпускается на нужды месторождения Жетыбай. Водоподъем обеспечивается расположенными по трассе 4 водоподъемами (НСМ). Объект НСМ-4 является основным объектом ЦТТЖ для подачи морской воды на месторождениях Карамандыбас и Узень. Поставка морской воды на месторождение Узень осуществляется ТОО «УДТВ» по договору.

По состоянию на 01.07.2023 г. общий фонд нагнетательных скважин на месторождении составил 123 ед., в том числе действующих – 110 ед., в бездействии – 13 ед.

Таблица 8.8- Динамика закачки морской воды на м/р Карамандыбас по годам

Потребитель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Закачка в пласт, тыс.м^3/год	3 527	3 753	4 082	4 208	4 247	4 714	3 638

По разрешению на спец.водопользование №KZ07VTE00030621 от 10.11.2020 года объемы воды, закачиваемой в пласт составляют: 2020 год - 688,653 тыс. м^3; 2021 - 2024 годы – 4 928,595 тыс. м^3; 2025 год – 3 551,289 тыс. м^3.

Водный баланс системы ППД на период разработки месторождения Карамандыбас по рекомендуемому варианту приведен в таблице 8.9.

Таблица 8.9- Водный баланс системы ППД по рекомендуемому 2 варианту

Год разработки	Поступление воды, тыс.м3/год	Закачка в систему ППД, тыс.м3/год	Год разработки	Поступление воды, тыс.м3/год	Закачка в систему ППД, тыс.м3/год
2023	3 675	3 638	2052	9 125	9 125
2024	4 072	4 072	2053	9 069	9 069
2025	4 523	4 523	2054	9 069	9 069
2026	4 783	4 783	2055	9 014	9 014
2027	5 171	5 171	2056	8 994	8 994
2028	5 481	5 481	2057	9 019	9 019
2029	5 953	5 953	2058	8 976	8 976
2030	6 274	6 274	2059	8 775	8 775
2031	6 700	6 700	2060	8 753	8 753
2032	7 099	7 099	2061	8 724	8 724
2033	7 465	7 465	2062	8 696	8 696
2034	7 780	7 780	2063	8 668	8 668
2035	8 081	8 081	2064	8 650	8 650
2036	8 221	8 221	2065	8 634	8 634
2037	8 316	8 316	2066	8 616	8 616
2038	8 447	8 447	2067	8 598	8 598
2039	8 594	8 594	2068	8 581	8 581
2040	8 649	8 649	2069	8 565	8 565
2041	8 618	8 618	2070	8 562	8 562

2042	8 684	8 684	2071	8 532	8 532
2043	8 789	8 789	2072	8 503	8 503
2044	8 976	8 976	2073	8 482	8 482
2045	9 093	9 093	2074	8 464	8 464
2046	8 981	8 981	2075	8 440	8 440
2047	9 082	9 082	2076	8 429	8 429
2048	9 091	9 091	2077	8 397	8 397
2049	9 103	9 103	2078	8 368	8 368
2050	9 148	9 148	2079	8 343	8 343
2051	9 124	9 124			

Требования и рекомендации к качеству закачиваемых вод

Вода, применяемая для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть стабильной и совместимой с пластовой водой продуктивных горизонтов. Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породами пласта является показателем способности воды к образованию и выделению осадков, которые могут кольматировать фильтр нагнетательных скважин и призабойную зону. Выделение осадков происходит в ходе химических реакций при смешивании вод различного состава и возникновения пересыщенных растворов.

Требования к качеству вод, закачиваемых в пласты для ППД определены в СТ РК 1662-2007 по следующим показателям:

1. Водородный показатель (pH).
2. Фильтрационная характеристика.
3. Совместимость с пластовой водой и породой.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.
5. Содержание нефти и механических примесей в зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора.
6. Содержание растворенного кислорода.
7. Набухаемость пластовых глин.
8. Коррозионная активность.
9. Содержание сероводорода.
10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).
11. Содержание ионов трехвалентного железа.

Вода, закачиваемая в пласт, соответствует основным требованиям СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Требования к параметрам воды для ППД по содержанию в ней мехпримесей и нефти приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Физико–химические параметры сточной воды по требованиям СТ РК-1662-2007

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм^2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

Основной проблемой использования морской воды в качестве нагнетаемой жидкости является присутствие в ней сульфатов, которые реагирует не только с барием в

пластовой воде, образуя отложения, но и с сульфатвосстанавливающими бактериями в условиях пласта, образующими сероводород. Также морская вода имеет более высокую коррозионную активность ввиду наличия в ней растворенного кислорода, что сильно влияет на срок службы наземного оборудования и трубопроводной коммуникации системы ППД. Из-за высокой изношенности действующих магистральных трубопроводов (85% трубопроводов превышают 30 летний срок эксплуатации) происходят различные перебои поставок морской воды, что в свою очередь, приводит к недозакачке в пласт морской воды и соответствующему недобору нефти.

В целях дальнейшего совершенствования системы ППД на месторождениях Карамандыбас и Узень планируется заменить морскую воду на альб-сеноманскую в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления. В настоящее время в АО «ОМГ» на территориях НГДУ-2/ НГДУ-4 выполняются работы по реализации проекта по закачке альб-сеноманской воды в системе ППД месторождений Узень и Карамандыбас, включающие бурение и обустройство водозаборных скважин.

Вывод: Предусмотренная проектом система ППД соответствует экологическим требованиям. Закачка пластовых и морских вод согласно п/п.1 п.3 статьи 213 ЭК РК не является сбросом. Нормативы допустимого сброса в таких случаях не устанавливаются.

8.2 Обоснование мероприятий по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Качество подземных вод может изменяться под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрогеологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания и приноса ингредиентов (соотношение годовой суммы атмосферных осадков и испарения);
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробиоты и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- факторы поступления углеводородов в почво-грунты и далее в подземные воды;
- факторы поступления загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- факторы поступления загрязняющих веществ из накопителей сточных вод.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, а также процессами поглощения бурового раствора при проходке скважин. Основными причинами межпластовых перетоков является некачественный цементаж заколонного пространства и нарушения обсадной колонны. Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

При строительстве скважин основными источниками загрязнения окружающей среды, в том числе и подземных вод, могут являться утечи бурового раствора, ГСМ, извлекаемой нефти, продукты аварийных сбросов и выбросов – пластовые флюиды.

С целью недопущения проникновения загрязняющих веществ в грунт и далее в подземные воды, площадки добывающих скважин выполнены с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м. Отвод поверхностных вод предусматривается за территорию площадок минимально требуемыми уклонами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод отходами бурения предусмотрен сбор отходов бурения в герметичные контейнеры.

Основными источниками загрязнения почвогрунтов, а в дальнейшем и подземных вод могут являться: нефтяные насосы, сепаратор, площадка буферных емкостей. Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках задвижек, при подъеме из скважин насосно-компрессорных труб, при проверке скважин на герметичность и т.д.

Оценка вероятного возникновения аварийной ситуации позволяет прогнозировать негативное воздействие аварий на поверхностные и подземные воды.

Степень риска зависит как от природных, так и от техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу поверхностным и грунтовым водам, характеризуются очень низкими вероятностями, а правила эксплуатации оборудования позволят своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Строгое соблюдение принятых технологий работ сведет к минимуму вероятность возникновения аварий, связанных с техногенными факторами.

В целом, влияние техногенных факторов на подземные воды выражается в изменении гидрохимических условий.

Уровень воздействия. Технологические решения по оборотному водоснабжению и другие водоохранные мероприятия позволяют снизить воздействие до незначительного.

Природоохранные мероприятия. В дополнение предусмотренным проектом инженерных решений рекомендуется:

- особое внимание при строительстве скважин уделить предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности скважины;
- принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопроявлений;
- для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья.

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Рекомендации по охране вод:

1. Опробование скважин должно проводиться при соответствующем оборудовании скважины, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

2. Эксплуатация скважины не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной.

3. Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважины и оборудования к проведению основной

технологической операции, при исследовании скважины; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

4. Освоение скважины после бурения следует производить при оборудовании устья скважин герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

5. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

6. Если в процессе работ появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

7. На месторождении в целом применяются меры по повышению надежности системы поддержания пластового давления. Обеспечивается замена действующих водоводов сточных вод с достаточно большим сроком службы и ингибиторная защита всех водоводов, по которым осуществляется закачка сточных вод, а также электрохимическая защита подводящих водоводов.

Гарантией обеспечения безопасного ведения буровых работ является надежная гидроизоляция верхних слоев почво-грунтов вокруг буровой за счет твердых водонепроницаемых покрытий и создание временных емкостей для сбора загрязняющих флюидов и выбросов нефти из скважины с последующим вывозом и очисткой.

Учитывая потенциальную опасность окружающей среде, которая может возникнуть в процессе работ, предусмотрен ряд технических и технологических мер по предотвращению негативного воздействия работ на компоненты окружающей среды:

- вся эксплуатируемая техника будет проходить постоянное техническое обслуживание.
- производственные процессы исключают в рабочем режиме какие-либо стоки на рельеф местности;
- хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в септик с последующим вывозом на очистные сооружения;
- внедрение системы контроля за водопотреблением обеспечивает экономичное использование водных ресурсов;
- соблюдение правил сбора, хранения и утилизации отходов обеспечивает охрану поверхностных и грунтовых вод от загрязнения токсичными и вредными веществами.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- оценка воздействия объекта на поверхностные и подземные воды, на окружающую среду;
- изучение защищенности поверхностных и подземных вод;
- систематический контроль за исправной работой приборов и оборудования, работающего на предприятии, соблюдением регламента работы предприятия;

- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения поверхностных и подземных (грунтовых) вод.

Проектом разработан порядок действия при возникновении аварийных ситуаций и способ сбора и удаления загрязняющих веществ. Предусматривается полная оснащенность персонала всеми требуемыми техническими средствами.

Все случаи попадания производственных и хозяйственно-бытовых вод в окружающую среду (почвы и подземные воды) относятся к нештатным – аварийным ситуациям, которые ликвидируются по аварийному плану.

Предусмотренные инженерные решения по водоснабжению, водоотведению и утилизации сточных вод соответствуют требованиям водоохранного законодательства РК. Реализация намеченных мероприятий, надлежащее управление строительными работами, сбор стоков и предупреждение аварийных ситуаций, гарантируют предотвращение негативного влияния на подземные воды.

8.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод

В процессе осуществления намечаемой деятельности, с учетом принятых проектных решений и мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов, загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод не ожидается. Вода из поверхностных источников использоваться не будет. Пересечение водных объектов проектом также не предусмотрено. Поскольку проектируемые работы ведутся на значительном удалении от моря (60 км), следовательно, воздействие на поверхностные воды исключается.

Таким образом, негативное воздействие ***на поверхностные воды*** *в процессе проведения проектируемых работ не предполагается.*

Воздействие на подземные воды при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий, оценивается:

Таблица 8.11 - Оценка воздействия на поверхностные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1		
отсутствует		
Вариант 2		
отсутствует		
Вариант 3		
отсутствует		

Строительство добывающих и нагнетательных скважин связано со складированием/ применением на буровых площадках больших объемов потенциально опасных веществ для верхнего горизонта. При должном соблюдении мер, предусматривающих исключение попадания этих веществ/реагентов на поверхность земли, проведение планируемых работ не скажется на состоянии подземных вод и геологической среды.

Кумулятивное воздействие проектируемых и действующих объектов оценивается как ограниченного масштаба, многолетнее, слабой интенсивности.

Новые объекты согласно проекту разработки месторождения могут оказывать влияние на грунты зоны аэрации и первый от поверхности водоносный горизонт подземных вод. Однако необходимо отметить, что в районе размещения объектов, в силу относительно низких фильтрационных параметров отложений величина и скорость естественных потоков

грунтовых вод невысоки, поэтому интенсивность развития подтопления и изменения гидрохимического состава грунтовых вод будет очень слабой. Воздействие оценивается как:

Таблица 8.12 - Оценка воздействия на подземные воды

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

Вывод: *Анализ проведенных расчетов водопотребления и водоотведения в процессе разработки месторождения Карамандыбас по трем вариантам показывает, что:*

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим использование объема потребляемой воды, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2 и №3 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, ГУ). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №2, который предполагает наибольшее использование объема воды, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №2 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №2, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

9. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЛАНДШАФТЫ

Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения. Ландшафты месторождения под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям, что привело к возникновению техногенных форм рельефа, оврагообразованию и эрозии.

Анализ типов трансформации ландшафтных комплексов, вследствие строительных и послестроительных нарушений в процессе нефтегазового освоения территории, показывает, что 90% из них возникают в результате механической нагрузки на ландшафты. Рассматриваемая территория имеет растительный покров с весьма низким проективным покрытием. Чтобы не допустить негативной перестройки биоценозов ландшафтов, здесь требуется обратить большое внимание на недопущение движения транспорта вне обустроенных автодорог, а также каких-либо механических нарушений почвенно-растительного слоя за пределами буровых и строительных площадок.

При условии соблюдения технологии обустройства и эксплуатации проектируемых объектов, выполнении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, проведении технической рекультивации нарушенных участков по окончании строительных работ существенные трансформации сложившегося природно-антропогенного ландшафта рассматриваемой территории месторождения не ожидаются.

Кардинальное изменение рельефа при реализации проекта не предусмотрено, общий вид местности значительно не изменится.

Таким образом, проводимые работы на рассмотренных участках не приведут к масштабной интенсификации экзогенных процессов и необратимым нарушениям рельефа.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на ландшафты, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 9.1 - Оценка воздействия на ландшафты

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла– воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Незначительный 1 балл
Интегральная оценка 4 балла – воздействие низкой значимости		

10. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БИОРАЗНООБРАЗИЕ. ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ, ПОЧВЫ, РАСТИТЕЛЬНЫЙ И ЖИВОТНЫЙ МИР

10.1 Состояние и условия землепользования. Изъятие земель

Проектом планируется проводить работы на землях промышленности, транспорта, связи, обороны и иного несельскохозяйственного назначения месторождения Узень (Акт на земельный участок № 2108261120197558) на контрактной территории (Контракт №40 от 31 мая 1996 г. на осуществление разработки нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области , Дополнением №6 к контракту №67 от 17.06.1997 года срок действия лицензии «на добычу углеводородов на месторождении Карамандыбас) АО «Озенмунайгаз» поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

10.2 Краткая характеристика почвенно-растительного покрова и животного мира района

Территория работ, обозначенная в проекте располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Подробная характеристика современного состояния почвенно-растительного покрова и животного мира приведена в разделах 1.10, 2.3, 2.4.

Месторождение Карамандыбас расположено в северной части подзоны бурых и серо-бурых почв пустынной зоны, в геоморфологическом отношении - на территории равнинного Мангышлака, где широко развиты неогеновые известняки, маломощный карбонатный элювий которых служит почвообразующими породами. Район слабоводообеспечен, грунтовые воды залегают глубоко. Почвенный покров района составляют серо-бурые солонцеватые почвы, образующие комплексы и сочетания с солончаками и такырами. На эродированных склонах и вершинах увалов распространены серо-бурые эродированные и малоразвитые почвы, во впадинах - солончаки соровые.

На территории месторождения выделяются следующие виды и разновидности почв, их комплексы и сочетания: бурые пустынные солонцеватые; такыры солонцевато-солончаковые; солонцы пустынные солончаковые; солонцы лугово-пустынные солончаковые; солончаки луговые; солончаки такыровидные; солончаки приморские; солончаки соровые; луговые приморские солончаковые; болотно-луговые приморские солончаковые; пески грядово-бугристые полузакрепленные и закрепленные; пески мелкобугристые засоленные.

Растительный покров. На территории месторождений было отмечено 122 вида, относящихся к 32 семействам и 94 родам.

Наибольшим количеством видов представлены семейства маревых (Chenopodiaceae), сложноцветных (Asteraceae), крестоцветных (Brassicaceae), злаковых (Poaceae), гречишных (Polygonaceae).

Большинство видов, произрастающих на территории месторождения, является пустынными видами, остальные относятся к видам переувлажненных местообитаний, паразитирующим и сорным. Основная часть видов, произрастающих на территории месторождения, является однолетниками, за ними по количеству представителей следуют травянистые многолетники, полукустарники и кустарники.

10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров и растительный мир, мероприятия по его снижению

Основными загрязнителями почвенного покрова и растительности являются углеводородное сырье, пластовые и сточные воды, отработанные растворы.

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения проведения разработки месторождения Карамандыбас. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по по бурению и испытанию скважин. При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды и нефти происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка ремонтных работ и даже пожар. В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие на почвенный покров.

В период эксплуатации вновь вводимого технологического оборудования воздействие на почву возможно при разливе нефти и пластовых вод в случае разгерметизации трубопроводов, емкостей и оборудования.

Характер нарушений и степень нарушенности природных комплексов под влиянием хозяйственной деятельности человека зависят от вида и тяжести нагрузок, а также от внутренней устойчивости самих экосистем. Бурение скважины и их эксплуатация оказывают многоплановое влияние на природные экосистемы. При этом происходят техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова, и даже полная его гибель на отдельных участках, загрязнение углеводородами, вторичное засоление за счет минерализованных пластовых вод, буровых растворов, засоленных глин, выброшенных на поверхность, а также загрязнение бытовыми и производственными отходами и мусором. Дальнейшая эксплуатация месторождения будет проходить таким образом, что все большая площадь будет вовлекаться в хозяйственный оборот. Сетка скважин будет уплотняться. Будут вводиться новые объекты на свободных площадях. При этом все новое строительство не будет выходить за границы горного отвода для месторождения. При строительстве объектов промплощадок на месторождении, будут преобладать техногенные механические нарушения почвенно-растительного покрова. Такие нарушения хотя и носят локальный характер, но всегда сопровождаются менее сильными, но более значимыми по площади нарушениями почв и растительности на прилегающих территориях.

При сооружении дорог на каждые 100 м путей нарушается около 200 г земель. Устойчивость почв, как и экосистем в целом, при равных механических нагрузках, зависит от совокупности их морфогенетических и физико-химических характеристик, а также ведущих процессов, протекающих в них. Это, прежде всего механический состав почв, наличие плотных генетических горизонтов, степень покрытия поверхности почв растительностью, задернованность поверхностных горизонтов, содержание гумуса, наличие в профиле, особенно в поверхностных горизонтах, легкорастворимых солей и гипса, состав поглощенных катионов, прочность почвенной структуры, характер

увлажнения (тип водного режима). Часто на роль ведущего фактора, определяющего устойчивость почв к механическим антропогенным воздействиям, выходит водный режим, выражающийся в характер их увлажнения.

В процессе эксплуатации скважин в природные ландшафты могут попадать углеводороды, подземные минерализованные воды, растворы, химические реагенты, кроме того, территория может загрязняться производственными отходами, бытовым мусором и пр. При этом может наблюдаться вторичное засоление почв, нефтехимическое загрязнение с насыщением почв и образованием битумных кор, загрязнение тяжелыми металлами и даже радионуклидами. Характер загрязнения будет определяться составом уелеводородов и пластовых подземных вод.

Восстановление продуктивности почв, засоленных пластовыми водами, потребует проведение сложных мелиораций, связанных с дренажом и отводом минерализованных вод, промывкой, рассолением и рассолонцеванием почв, внесением химмелиорантов, органических и минеральных удобрений. Поэтому попутные пластовые воды, извлекаемые при разведке и добыче углеводородного сырья, необходимо надежно изолировать в специальных хранилищах или использовать в замкнутом цикле для поддержания пластового давления.

Углеводороды могут попадать в природные ландшафты при аварийных ситуациях. Они оказывают ингибрирующее влияние на рост и развитие растений. Кроме того, в них присутствуют канцерогены полициклические углеводороды (нафталаны, аценафтены, флюорены, фенанрены, пирены, хризены и бензопирен).

При загрязнении почв углеводородами наибольшее воздействие испытывает поверхностный гумусовый горизонт, действующий как комплексный геохимический фильтр (барьер), удерживающий большую часть ингредиентов. Наиболее глубоко проникают в почву легкие фракции углеводородов и сильно минерализованные подземные воды.

Углеводороды, попадая на земную поверхность из анаэробной обстановки с замедленными темпами геохимических процессов, оказываться в качественно новых условиях существования аэризуемой среды. Изменение нефти в почвах, ее деградация происходит под влиянием трех основных взаимосвязанных и взаимообусловленных факторов (процессов) - физических, химических и микробиологических.

Физические процессы ведут к испарению легких фракций, вымыванию и рассеиванию за пределы первичного ореола загрязнения части углеводородов. Это приводит к значительному снижению токсичности и уменьшению концентрации углеводородов. Однако этот процесс нельзя назвать самоочищением, так как нефтепродукты не минерализуются и загрязняют сопряженные ландшафты.

Химические процессы приводят к образованию водорастворимых соединений, асфальтово-смолистых веществ и нерастворимых в органических растворителях продуктов типа оксикеритов и гуминокеритов, то есть битуминозные вещества в почвах постепенно гумифицируются. Этот процесс идет необратимо с большей или меньшей скоростью.

Биологический процесс разложения углеводородов обеспечивается, прежде всего углеводородокисляющими микроорганизмами, способными в энергетическом обмене окислять углеводородные субстраты. В умеренно загрязненной почве возрастает численность и активность многих групп микроорганизмов. Параллельно с этим происходит все более глубокое окисление содержащихся в почве углеводородов. В южных районах

активность микроорганизмов выше, чем в северных, что указывает на зависимость скорости разложения нефтепродуктов от гидрометрических условий территории.

Токсичность углеводородов находится в прямой зависимости от их состава (содержания парафинов, битумов, легких фракций, сернистых соединений), способности к испарению и микробиологическому разложению, от плотности и вязкости. Считается, что угнетение растений начинается, когда количество мазута в почве превышает один килограмм на квадратный метр. По влиянию загрязнения на почвенные микроорганизмы установлено, что при слабой степени загрязнения, когда концентрация углеводородов в профиле не превышает 0,7 мг на 1 кг почвы, количественный состав почвенных микроорганизмов изменяется слабо; при умеренной - до 50 мг/кг, отмечаются заметные количественные и качественные изменения состава почвенных микроорганизмов; при сильной и очень сильной- 300 мг/кг происходит резкое изменение и полное подавление развития почвенных микроорганизмов и ингибирование микробиологических процессов.

В составе нефтепродуктов наибольшей токсичностью обладают легкие фракции, а среди них в первую очередь следует отметить канцерогенные полициклические ароматические углеводороды (группа ПАУ), способные вызывать в живых организмах злокачественные опухоли. В этой группе одним из самых активных и распространенных загрязнителей является бензпирен, предельно допустимая концентрация которого в почве определяется в 0,02 мг/кг. В почве, загрязненной бензпиреном, из-за разбалансировки почвенного микробиоценоза нарушаются процессы самоочищения, в том числе, задерживаются процессы отмирания бактерии групп кишечной палочки.

Негативное воздействие большей части легких фракций хотя и сильное, но кратковременное так как они в условиях жаркого климата быстро испаряются. Парафины и битумы менее токсичны, но попадание их в почву существенно изменяет водно- воздушный режим, приводит к уплотнению и цементации (гудронизации) почв.

В естественных процессах самоочищения почв от загрязнения углеводородами ведущая роль принадлежит микроорганизмам. Они используют органические соединения как субстрат для своего роста и развития, активно размножаются и при этом способствуют удалению из окружающей среды нефтепродуктов. Сдерживающим факторам биологической активности в таких условиях является дефицит почвенной влаги. Микроорганизмы способны возвращать в безвредной форме в биологический кругооборот продукты углеводородной трансформации, что определяет их ведущую роль в процессах очищения нефтезагрязненных почв.

Следовательно, существует определенная связь между скоростью разложения нефтепродуктов, то есть способностью почв к самоочищению от органических загрязнителей, и биологической активностью почв, которая тем выше, чем благоприятнее складываться в почве содержание органического вещества. То есть, по биологической активности почв можно судить об их способности самовосстановлению при попадании в них нефтяных органических загрязнителей.

Таким образом, при разработке месторождения природные экосистемы будут испытывать очень сильные внешние нагрузки, часто приводящие к не восстановимым изменениям. Влияние будет проявляться в механических нарушениях и загрязнении экосистем. Исходя из морфологических и физико-химических свойств и значительной разреженности растительного покрова на территории месторождения, при его дальнейшей разработке будут происходить значительные механические техногенные нарушения. Эти

нарушения будут создавать благоприятные условия для широкого проявления дефляционных процессов с загрязнением и засолением окружающей территории. Механические нарушения почвенно-растительного покрова будут способствовать деградации экосистем.

В районе скважин может наблюдаться интенсивное вторичное засоление почв за счет растворов, пластовых сильноминерализованных вод, а также выбросов на поверхность засоленных пород. Это будет приводить к образованию вторичных техногенных солончаков.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных углеводородами земель до их нормального функционирования будет происходить замедленно. Показателем нормального функционирования, по М.А.Глазовской, является количество и качество создаваемого вновь живого вещества, то есть, биопродуктивность восстановленных экосистем не должна понижаться, а в биомассе не должны накапливаться химические вещества в количествах, нарушающих жизненные функции, в почвенной биоте должен сохраняться полезный генофонд.

Следует отметить, что процесс биологической рекультивации, фитомелиорации почв и бактериального разложения углеводородов в пустынных условиях в значительной степени будет ограничиваться недостатком влаги в почвах, поэтому при проведении комплекса работ необходимо предусматривать искусственное орошение.

Мероприятия по сокращению воздействия на почвы и растительный покров

Рассматриваемый проект составлен с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ при капитальном ремонте скважины, утвержденных в установленном порядке. Рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Цемент, песок, глинопорошок и химические реагенты запроектировано хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку работ, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер:

- планировка поверхности технологических площадок при монтаже и демонтаже;
- наличие плана работ по восстановлению и выводу из эксплуатации площадки бурения с последующей его реализацией;
- гидроизоляция и обваловка участков под технологическое оборудование;
- установка сооружений для временного сбора и хранения твердых и жидких отходов;
- гидроизоляция мест размещения емкостей для хранения цементного раствора, сточных вод и отходов;
- вывоз строительных отходов и прочих на места их складирования и утилизации;
- установка металлических поддонов в местах возможных утечек от технологического оборудования;
- разработка мероприятий по ликвидации аварий с перечнем средств и способов сбора и удаления загрязнений с территорий;
- проведение работ по технической рекультивации по мере завершения ремонта.

Монтаж и демонтаж установки КРС в соответствии с проектом должен отвечать следующим требованиям:

- технологическая площадка должна быть спланирована в насыпи;
- участки под оборудование, склад химических реагентов и ГСМ, емкости для приготовления и хранения раствора и электрокотельную должны быть обвалованы и гидроизолированы;
- необходимо по контуру площадки обустроить железобетонные лотки для аккумуляции и транспортировки сточных вод под уклоном в сторону места сбора стоков;
- обеспечить герметичность циркуляционной системы.

Основными источниками загрязнения почв в период эксплуатации может являться технологическое оборудование (насосы, емкости) и трубопроводы нефти и пластовой воды. Загрязнение может происходить при неплотном соединении в сальниках насосов, задвижек, при разгерметизации труб, емкостей и т.д.

Для предотвращения разливов углеводородного сырья и пластовых вод все технологическое оборудование и трубопроводы изготавливается из высококачественных материалов и покрываются антикоррозионной защитой. Перед пуском в эксплуатацию все технологическое оборудование и трубопроводы подвергается испытанию на прочность и герметичность.

С целью недопущения попадания загрязняющих веществ в грунт, площадки под технологическое оборудование выполняются с утрамбовкой насыпи и гравийным покрытием, минимальная высота насыпи 0,8 м.

Кроме того, для предотвращения загрязнения почвы отходами производства и потребления предусмотрен раздельный сбор отходов в герметичные контейнеры (емкости), размещаемые на специальных площадках (не более 6 месяцев), с последующим вывозом автотранспортом специализированной организации в места утилизации по договору.

10.4. Оценка воздействия намечаемой деятельности на почвенный покров и растительность

Хозяйственный ущерб от дальнейшей разработки месторождения при строгом соблюдении проектных решений и рекомендаций, будет незначительным, так как его территория может использоваться только в качестве низко продуктивных сезонных пастбищ.

Попадание загрязняющих веществ в почвы при разработке месторождения возможно за счет загрязнения воздуха выбросами предприятия и выпадением загрязняющих веществ на земную поверхность в результате работы оборудования и технологических установок месторождения, выбросов выхлопных газов автотранспорта и спецтехники. Почвы месторождения отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией pH. При выпадении из атмосферы веществ, имеющих кислую реакцию, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием нейтральных химических соединений. ***Проявление кумулятивного эффекта*** и изменения свойств почв – не ожидается. Мощная карбонатная система пустынных почв способна выдержать достаточно высокие нагрузки без существенного смещения реакции среды в сторону подкисления, вследствие чего интенсивность воздействия ожидается незначительная.

Основными факторами негативного воздействия на почвенный покров прилегающих территорий при эксплуатации технологических объектов являются

возможное загрязнение почв наряду с выбросами в атмосферу, также сточными водами, твердыми отходами. Прямое воздействие этих факторов на естественный почвенный покров исключено проектными решениями. При ведении работ будет проводиться сбор и утилизация всех видов сточных вод и отходов, согласно требованиям законодательства РК.

Наземные органы растений весьма активно реагируют на повышение концентрации химических элементов в почве, увеличивая их содержание в тканях и накапливая выше уровня, необходимого для обеспечения нормального роста и развития. Наиболее токсичны для растений такие газы, как сернистый ангидрид, окислы азота. Токсичные газы сосредотачиваются, главным образом, в хлоропластах и митохондриях, вызывая нарушение процессов фотосинтеза и дыхания. Рядом исследований показано, что явления солеустойчивости и газоустойчивости растений взаимосвязаны. Чем выше солеустойчивость, тем выше и газоустойчивость растений и наоборот. В условиях месторождения Узень, где флора устойчива к засолению предполагается, что эта устойчивость и в отношении атмосферного загрязнения достаточно высока.

Тяжёлые металлы, оказывающие наибольшее негативное воздействие на растительность не характерны для состава выбросов в атмосферу от технологических установок и оборудования месторождения. Аккумуляции загрязняющих веществ в тканях растений также препятствует относительно не долгий срок жизни местной флоры.

При долговременной (многолетней) эксплуатации объектов месторождения возможно проявление кумулятивного химического воздействия, как на почвы, так и на растительность вследствие осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. В настоящий момент последствия кумулятивного воздействия не отмечаются. Результаты производственного мониторинга, проводимого на объектах АО «ОМГ» (п.п. 2.3), доказывает, что в настоящее время накопления ЗВ в почвах не выявлено, вследствие чего негативного влияния на растительность – также не происходит.

Прямое воздействие на растительность прилегающих территорий будет незначительным в связи с хорошей рассеивающей способностью атмосферы, достаточно низкими концентрациями большинства загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и низкой восприимчивостью растений к относительно высоким концентрациям загрязняющих веществ. Влияние химического загрязнения атмосферы на растительные сообщества в мировой практике недостаточно изучено. Предельно допустимых концентраций для растительности не установлено. В связи с этим устойчивость растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв.

Косвенное воздействие на растительность может быть связано с загрязнением почвы, вызванным выпадением загрязняющих веществ из атмосферного воздуха. В результате возможно, проникновение загрязняющих веществ в организм растений при дыхании или корневом питании. Пустынные почвы отличаются повышенным содержанием карбонатов и щелочной реакцией почвенных суспензий. При выпадении из атмосферы веществ, имеющих кислую реакцию, они будут вступать в реакции обмена с почвенными карбонатами (преимущественно карбонатом кальция) с образованием труднорастворимых солей кальция. Однако количество выпадающих на почву соединений серы и азота недостаточно для того, чтобы вызвать изменения в почве и косвенно в растениях.

Таким образом, воздействие в результате загрязнения растительности при разработке месторождения будет – ограниченным по площади (с учетом всех источников), многолетним по продолжительности и незначительным по интенсивности.

Анализ прогнозов возможного воздействия на почву в процессе разработки месторождения Карамандыбас по трем вариантам показывает, что:

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим воздействием на почвы, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый

экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2 и №3 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, ГУ). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №2, который предполагает наибольшее воздействие на почвы, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №2 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №2, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

В целом воздействие планируемых работ на состояние почвенного покрова, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 10.1 - Оценка воздействия на почвы и растительность

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1 (базовый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №2) находится в пределах 12-24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии ***«средней значимости»*** изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Мероприятия по охране почвенно-растительного покрова

Территория работ, обозначенная в проекте АО «Озенмунайгаз» располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий Защита растительного покрова при строительных работах обеспечивается за счет строгого соблюдения технологии проведения работ и предотвращения аварийных ситуаций, оперативного устранения последствий в случае их возникновения.

Учитывая слабые компенсационные возможности местной флоры, экстремальные природные условия предусмотрены мероприятия, направленные на защиту растительного покрова при механическом воздействии, а именно: регулярное техническое обслуживание транспорта, техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей.

Для эффективной охраны почвенно-растительного покрова от механических нарушений и загрязнения и сведения к минимуму их негативных последствий необходимо проведение следующих мероприятий:

- все работы, связанные с технологическими процессами, проводятся только в пределах оборудованных площадок, а проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- герметизация всех технологических процессов;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и технологических отходов. Все твердые отходы складируются в контейнеры для дальнейшей транспортировки на утилизацию в специализированную компанию по договору;
- обеспечения нормального безаварийного функционирования всех производственных объектов, а также строгое следование предусмотренным проектом мер по минимизации негативного воздействия на почвенно-растительный покров;
- озеленение на территории предприятия и ближайшего населенного пункта.

10.5 Характеристика ожидаемого воздействия на животный мир и мероприятия по его снижению

Территория промышленно освоена, на данном месторождении техногенная деятельность проводится много лет. Пути миграции краснокнижных животных на территории месторождения и близ него не выявлены.

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)

- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Влияние работ, производимых на территории месторождения, на биоценозы выражается, главным образом, в резком сокращении площадей обитания животных в результате изъятия земель под планируемое строительство. Проведение таких видов работ, как прокладка дорог, рытье траншей и котлованов, трансформация и загрязнение почвенно-растительного покрова, фактор беспокойства и т.д. – все эти факторы способны вызвать как количественное, так и качественное изменение состава фауны данного региона.

За счет изменения режима увлажненности, загрязнения производственно-бытовыми отходами может уменьшиться число пустынных и эндемичных видов животных, увеличиться численность биологически пластичных видов, неизбежно появление санантропных видов. Территории, занятые несанкционированными свалками с мусором, также будут заселяться санантропными видами птиц и грызунов. Рост численности грызунов привлечет сюда некоторых хищных млекопитающих, которые, по – видимому, найдут себе укромные уголки для норения.

Таким образом, по отношению к млекопитающим может произойти двойной эффект: с одной стороны, произойдет резкое падение численности, уничтожение и переселение многих полезных видов, а с другой стороны – расселение и возрастание численности видов, потенциально опасных для здоровья человека.

На участках с нарушенным почвенно-растительным покровом произойдет резкое сокращение численности пресмыкающихся (ящерицы, змеи) и некоторых надземно гнездящихся птиц.

Определенное влияние проводимые работы окажут на крупных млекопитающих (сайгу), которые будут вытеснены из зоны прямого воздействия (фактор беспокойства, прямое преследование и пр.). При проведении различного рода строительных работ возможна гибель животных в траншеях. Большую угрозу животным представляют автодороги с бетонным и асфальтовым покрытием. Интенсивное движение и большая скорость передвижения автотранспорта также могут быть причиной гибели животных. В связи с этим необходимо ограничивать скорость движения транспорта до 60 км/час, а на отдельных участках дорог выставлять дорожные знаки, указывающие на повышенную опасность столкновения с животным.

Выпадения загрязняющих веществ из атмосферы может вызвать загрязнение почв и нарушение процесса фотосинтеза растений, в результате чего может нарушиться качество и продуктивность местообитаний животных (косвенное воздействие). Однако, учитывая качество почв и незначительную концентрацию ЗВ в приземном слое атмосферы за пределами СЗЗ, ожидаемое воздействие будет минимальным.

Кумулятивное воздействие проявляться практически не будет, вследствие высокой динамичности и пластичности животного мира к изменяющимся условиям окружающей среды. Воздействия загрязнения атмосферного воздуха на фауну будет ограниченным, многолетним и незначительным.

Природоохранные мероприятия.

Проектом предусмотрены мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир, согласно требований ст. 245, 257 Экологического кодекса ЗРК № 400-VI от 2 января 2021 года РК, требований статьи 17 Закона РК от 9 июля 2004 года № 593 «об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- соблюдение норм шумового воздействия и максимально возможное снижение шумового фактора на окружающую фауну;
- соблюдение норм светового воздействия и максимально возможное снижение светового фактора на окружающую фауну;
- запрет на охоту на территории месторождения;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;

- проведение мониторинга за прогнозом изменений фауны района планируемой деятельности.

Мероприятия по охране животного мира

В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- соблюдение норм шумового воздействия и максимально возможное снижение шумового фактора на окружающую фауну;
- соблюдение норм светового воздействия и максимально возможное снижение светового фактора на окружающую фауну;
- запрет на охоту на территории месторождения;
- принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории месторождения;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проведение мониторинга за прогнозом изменений фауны района планируемой деятельности.

Анализ прогнозов возможного воздействия на животный мир в процессе разработки месторождения Карамандыбас по трем вариантам показывает, что:

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим воздействием на животный мир, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2 и №3 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, ГУ). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №2, который предполагает наибольшее воздействие на почвы, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №2 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №2, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

В целом воздействие планируемых работ на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 10.2 - Оценка воздействия на животный мир

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

10.6 Рекультивация нарушенных земель

В соответствие со ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нару-шением земель, обязаны: 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению; 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель; 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

По окончании строительства и ликвидации скважины производится техническая рекультивация. На техническом этапе рекультивации земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 «Земли».

В процессе проведения планировки площадок бурения, строительно-монтажных работ, буровых операций, ликвидаций скважин происходит нарушение почвенно-растительного слоя на отведенных участках земли. Поэтому по мере завершения работ необходимо в соответствии с данным проектом проводить техническую рекультивацию отчуждаемой территории.

Мероприятия по рекультивации земель выполняются в следующем порядке:

- работы по снятию и сохранению верхнего плодородного слоя земли при планировке площадки перед началом работ;
- перемещение снимаемых пород в отвал;
- очистка территории от мусора;
- сбор и вывоз с территории загрязненного грунта;
- нанесение снятого слоя на восстанавливаемые земли после завершения работ.

При снятии верхнего слоя необходимо учесть объем земляных работ, зависящий от толщины снимаемого слоя, глубину пробуриваемой скважины, продолжительность ведения буровых работ.

По окончании строительных работ, бурения и опробования скважины, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, и вывезти на утилизацию в специализированную организацию по договору;
- 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).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрейшего освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Биологический этап рекультивации производится после окончания всех работ и сдаче земли арендодателю.

Выполнение проектных решений с соблюдением норм и правил строительства, а также мероприятий по охране окружающей среды, не приведет к значительному воздействию на окружающую природную среду.

11. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

11.1 Текущее состояние управления отходами на предприятии

Система управления отходами на предприятии определяет процессы образования отходов, их идентификацию, требования к их сбору, упаковке и маркировке при необходимости, транспортировке, складированию (упорядоченному размещению) , хранению и удалению.

Основополагающими принципами политики в области управления отходами на предприятии являются:

- ответственность за обеспечение охраны компонентов окружающей среды (воздух, подземные воды, почва) от загрязнения отходами производства и потребления;
- максимально возможное сокращение образования отходов производства и потребления и экологически безопасное обращение с ними;
- организация работ, исходя из возможности повторного использования, утилизации, регенерации, очистки или экологически приемлемому удалению отходов производства и потребления;
- сокращение негативного воздействия на окружающую среду за счет использования технологий и оборудования, позволяющих уменьшить образование отходов.

Управление отходами про из водится в соответствии с Экологическим кодексом РК, с международной признанной практикой, а так же с политикой Компании.

При осуществлении административно-хозяйственной деятельности принята следующая структура работы с отходами:

• снижение объемов образования отходов ;

• повторное использование (регенерация, восстановление);

• утилизация;

• удаление.

Согласно политики Компании производится регулярная инвентаризация, учет и контроль за временным накоплением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Составляться перечень всех отходов, образующихся на промплощадках предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при установлении стратегических экологических целей, и на их основе разрабатывают мероприятия по утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

В систему управления отходами на предприятии также входят:

• расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствованием технологических процессов на предприятии;

• вывоз отходов в места хранения по разработанным и согласованным графикам;

• оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;

• регистра ция информации о вывозе отходов в жур налы учета и компьютерную базу данных предприятия;

• предоставление отчетных данных по отходам в госорганы (периодичность - 1 раз в год);

• заключение Договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

На предприятии осуществляется постоянный контроль по обеспечению сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

Порядок сбора, сортировки, хранения, удалении, нейтрализации, реализации и транспортировки производится в соответствии с требованиями по обращению с отходами по классам опасности.

Для каждого вида образующегося отхода на предприятии разработан Паспорт опасных отходов.

Паспортизация проводится в соответствии с действующими на момент паспортизации нормативными документами для всех видов отходов, образующихся на предприятии.

Сбор отходов производится раздельно, в соответствии с видом отходов, способами утилизации, реализации и хранением. Отходы предприятия временно хранятся в стандартных контейнерах, специальных емкостях, либо специально отведенных помещениях и площадках в соответствии с санитарноэпидемиологическими требованиями и маркировкой.

Специальные контейнеры имеют надписи (маркировки), в которых отображена информация по наименованию, уровню и классу опасности отхода, а также объему контейнера.

На объектах АО «Озенмунайгаз» в процессе хозяйственной и иной деятельности образуется достаточно широкая номенклатура отходов.

Временное накопление отходов осуществляется в стандартных контейнерах и специальных емкостях, а также в специально оборудованных помещениях и площадках в соответствии с санитарноэпидемиологическими требованиями и маркировкой.

Специальные контейнеры имеют надписи (маркировки), в которых отображена информация по наименованию, уровню и классу опасности отхода, а также объему контейнера.

С момента образования отходы доставляются до места хранения вручную с соблюдением мер предосторожности, исключающим возможность потери, рассыпания, проливов отходов.

Места временного накопления отходов содержатся в чистоте, предусматривающую своевременную санитарную уборку, согласно графика.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки не более 6 месяцев с момента их образования. В этой связи на пред приятии ведется строгий контроль ответственными лицами за нормативами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза. В районе размещения отходов проводится мониторинг состояния окружающей среды. В соответствии с программой, в рамках мониторинга проводится контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и

периодичность проведения замеров определены программой производственного экологического контроля.

Также в целях повышения квалификации рабочего персонала и ответственных лиц на предприятии регулярно проводятся тренинги по управления отходами.

По обществу предусмотрена переработка производственных отходов, загрязненных нефтепродуктами, на Комплексе по переработке замазученного грунта KASC-3OM.

На данной установке проводится утилизация и переработка отходов: нефтешламов; песка, щебня, опилок, загрязненных нефтепродуктами , отработанных масел.

Следует отметить, что между Министерство экологии, геологии и природных ресурсов РК и АО «КазМунайГаз» (в составе АО «Каражанбасмунай», АО «Мангистаумунайгаз», АО «Озенмунайгаз») 6 августа 2019 года был заключен Меморандум о сотрудничестве в сфере охраны окружающей среды , в рамках которого АО «Озенмунайгаз» взяло на себя обязательства в период 2020-2024 годы по утилизации/переработке отходов, размещенных на необорудованных шламонакопителях и очистки нефтезагрязненных земель в пределах контрактных территорий (исторические загрязнения) в объеме 1365 тыс.м^3.

На контрактных территориях АО «Озенмунайгаз» располагается 11 таких объектов -необорудованных законсервированных шламонакопителей замазученного грунта.

На Комплексе по переработке замазученного грунта KASC-30M также проводится переработка отходов с этих шламонакопителей.

Также на предприятии проводится частично повторное использование некоторых отходов, например, отработанных масел, резинотехнических изделий, древесных отходов, черных и цветных металлов и др.

По тем отходам, по которым внедрение технологических процессов их переработки технически и экономически не целесообразно, они вывозятся на предприятия (организации), имеющие лицензии на переработку, обезвреживание или захоронение того или иного вида отходов. Вывоз отходов осуществляется автотранспортом предприятия или организацией, принимающей отходы.

Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, движение всех отходов регистрируется (ведутся журналы установленной формы). Транспортировка отходов производится в специально оборудованных транспортных средствах с целью предотвращения загрязнения территории отходами по пути следования транспорта. С момента передачи отходов производства, вся ответственность переходит к подрядным организациям.

Таким образом, действующая на предприятии система управления отходами направлена на минимизацию возможного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду, как при сборе, накоплении , так и при перевозке отходов в места их утилизации.

Лимиты накопления отходов за 2023 год (согласно ПУО НГДУ-4 АО «ОМГ» на 2023-2025 года) представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Лимиты накопления отходов за 2023 год

Наименование отходов (код)	**Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год**	**Лимит накопления, тонн/год**
1	**2**	**3**
Всего	**-**	**101 829,1568**
в т. ч. отходов производства	-	101 579,1568
отходов потребления	-	250
Опасные отходы		
Промасленная ветошь (15 02 02*)	-	0,254
АСПО (асфальто-смолистые парафиновые отложения) (10 03	-	1095
Нефтешлам (05 01 03*)	-	250
Отработанные масла (13 02 08*)	-	0,3403
Отработанные аккумуляторы (16 06 01*)	-	0,1831
Отработанные масляные фильтры (16 01 07*)	-	0,0105
Замазученный грунт (17 05 03*)	-	100 000
Неопасные отходы		
Огарки сварочных электродов (12 01 13)	-	0,0045
Коммунальные отходы в т.ч. смет с территории (20 03 01)	-	250
Отходы оргтехники (16 02 14)	-	0,5408
Отходы электротехники (16 02 14)	-	0,5
Резинотехнические отходы (19 12 04)	-	1,5
Отработанные автомобильные шины (16 01 03)	-	0,9216
Металлолом (02 01 10)	-	221,902
Отходы стекло-пластиковых труб (07 02 13)	-	3
Полиэтиленовые пробки от НКТ	-	5
Зеркальные отходы		
-		-

Характеристика отходов, образующихся в АО «Озенмунайгаз» и их мест хранения представлена в таблице 11.2.

Таблица 11.2 - Характеристика отходов, образующихся в АО «Озенмунайгаз» и их мест хранения

Наименование отхода	Источник образования (получения) отходов	Физико-химическая характеристика отходов				Класс опасности	Код отхода	Характеристика места хранения отхода	Удаление отходов	
		Агрегатное состояние	Растворимость	Летучесть	Содержание основных компонентов, %				Способ и периодичность удаления	Куда удаляется отход
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промасленная ветошь	Ремонт и эксплуатация механического оборудования, автотранспорта, спецтехники	твердое	не растворимое	Не летучие	Ветошь (текстиль)- 62, Мех.примеси-11,4, Мин.масло-22, Смол.остаток-1,4, Сумма полихлорированных дифенилов-0,01, Fe-0.6, Cr-0,45, Zn-0,5, Pb-0,5	III	15 02 02*	Металлические контейнеры объемом 0,2-0,8м^3, расположенные в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Отработанные люминесцентные лампы	Освещение открытых площадок, производственных и административно-бытовых помещений предприятия, лаборатория, участки предприятия	твердое	не растворимое	Не летучие	Стекло- 85,5, Al2O3- 2,1, Fe2O3-0,35, Люминофор-4,75, W – 0,12, Ni-0,3, Cu – 0,087, Ртуть – 3,74	I	20 01 21*	Герметичные контейнеры, установленных в специализированных бутках с замком площадью 6-10м2, установленные в структурных подразделений предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Отработанные аккумуляторы	Эксплуатации транспорта и спецтехники находящегося на балансе предприятия	смесевое	не растворимое	не летучие	Крезол-3, фенол-2, формальдегид-13,2, отвердитель пластмассы-0,6, свинец и его соединения-81.	II	16 06 01*	В специально отведенных помещениях структурных подразделений площадью 8-15 м^2	Автотранспортом, временное хранение отходов в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Отработанные масла	Истечение срока службы и снижение параметров качества в процессе эксплуатации техники, транспорта и оборудования	жидкое	нерастворимое	летучие	С6-С10 - 80, С1-С5-18,57, S-1,3, Al_2SO_3-0,03, фосфор-0,08, зола-0,02.	III	13 02 08*	В закрытых металлических емкостях объемом 0,2 м^3, расположенных в структурных подразделениях предприятия	Временное хранение отходов в сроки согласно действующему законодательству	Утилизируются собственными силами предприятия с отведением в УТРН (Установка трудноразрушаемой нефти) УХиЭ

Наименование отхода	Источник образования (получения) отходов	Физико-химическая характеристика отходов				Класс опасности	Код отхода	Характеристика места хранения отхода	Удаление отходов	
		Агрегатное состояние	Растворимость	Летучесть	Содержание основных компонентов, %				Способ и периодичность удаления	Куда удаляется отход
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промасленный песок	Замена отработанного материала, ремонтные работы техники	твердое	нерастворимое	не летучие	SiO_2 - 50,5, Fe_2O_3 - 8,8, Al_2O_3 - 11,60, TiO_2 - 0,15, CaO - 5,70, MnO_2 - 0,30, MgO - 1,5, Na_2O - 0,8, K_2O- 0,82, P_2O_5 - 0,03, нефтепродукты - 11,80, целлюлоза -8	III	13 05 08	В металлических контейнерах объемом 0,8-1 $м^3$, расположенных в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются в УХЭ для переработки на комплексе по переработке замазученного грунта ASC-30M
Использованная тара	Растаривание реагентов, используемых на предприятии	твердое	нерастворимое	не летучие	Полиэтилен-54, Кислота соляная-0,2 SiO_2 – 3,7, Fe 0,84, Al_2O_3 – 0,601, Ba_2SO_4-0,9, TiO_2 - 0,15, CaO - 5,70, MnO_2 - 0,30, MgO - 1,5, Na_2O - 0,8, K_2O- 0,82, P_2O_5 - 0,03, нефтепродукты - 11,80, целлюлоза -8	III	08 01 99	На специально отведенных площадка 10-15$м^2$ с твердым покрытием территории подразделений предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Огарки сварочных электродов	Проведение сварочных работ	твердое	нерастворимое	не летучие	Fe-97, TiO_2- 2,5, Mn-0,5	IV	12 01 13	В металлических контейнерах объемом 0,1-0,8 $м^3$, расположенных в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Строительные отходы	Текущие и плановые ремонтные и строительные работы на территории предприятия, вспомогательные процессы	твердое	не растворимое	не летучие	SiO_2 –2,755, Fe_2O_3- 1,3016, Al_2O_3 – 3,7235, CaO - ,14,0730,полимеры-1, MgO – 0,3549, SO_3-0.6570 FeO-0,1225 K_2O- 0,1620 Na_2O - 0,8, H_2O-5.75 BaO-0,0650, TiO_2 - 0,0325, P_2O_5 - 0,0085 C-0,04	IV	17 01 07	В металлических контейнерах объемом 2-8 $м^3$, расположенных в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору

Наименование отхода	Источник образования (получения) отходов	Физико-химическая характеристика отходов				Класс опасности	Код отхода	Характеристика места хранения отхода	Удаление отходов	
		Агрегатное состояние	Растворимость	Летучесть	Содержание основных компонентов, %				Способ и периодичность удаления	Куда удаляется отход
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Коммунальные отходы в т.ч. смет с территории	Жизнедеятельность персонала предприятия, уборка помещений и территорий, а также производственная деятельность с образованием отходов, близких к ним по составу и характеру образования	твердое	не растворимое	не летучие	Стекло-11 Лигнин-7 Органические соединения-19 Полиэтилен-20 Целлюлоза- 35 Веревки, текстильные материалы- 8	V	20 03 01	В металлических контейнерах объемом 0,8 м^3, расположенных в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Отработанные автомобильные шины	Эксплуатация автотранспорта и спецтехники	твердое	не растворимое	не летучие	Каучук-96 сталь-4	I V	16 01 03	На площадках контейнерах объемом 15 м^3 расположенных в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору
Отходы изоляционных материалов	Остатки элемнтов конструкций, уменьшающих передачу тепла	твердое	нерастворимое	не летучие	Пластик-98 Железо-2	I V	17 06 04	В металлических контейнерах объемом 0,1-0,8 м^3, расположенных в структурных подразделениях предприятия	Автотранспортом, по мере накопления в сроки согласно действующему законодательству	Передаются сторонней организации, предприятию по договору

11.2 Обоснование предельного количества образования и накопления отходов

В процессе реализации планируемой хозяйственной деятельности образуются различного вида отходы, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды.

В соответствии с пунктом 1 ст. 317 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

Приводимая далее оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду основывается на данных ОВОС к «Корректировке группового технического проекта на строительство эксплуатационных добывающих скважин проектной глубиной 2000 метров на месторождении Карамандыбас» (Заключение ГЭЭ № KZ18VCZ00868314 от 02.04.2021 г.) и материалов проектов-аналогов. В соответствии с пунктом 1 статьи 338 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года, под видом отходов понимается совокупность отходов, имеющих общие признаки в соответствии с их происхождением, свойствами и технологией управления ими.

Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6 августа 2021 года № 314).

Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода.

Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Отнесение отходов к опасным или неопасным и к определенному коду классификатора отходов производится владельцем отходов самостоятельно.

Отдельные виды отходов в классификаторе отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов ("зеркальные" виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

Виды отходов, образующиеся в процессе строительства скважин

Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор. Класс опасности 3. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит- 11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%. Основным видом отходов при бурении скважины являются буровой шлам, отработанный буровой раствор и буровые сточные воды. Предусматривается система очистки бурового раствора с отделением твердой фазы с целью его повторного использования при бурении последующих скважин.

Отработанный буровой раствор (ОБР) один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна – 2,1 т/м^3, при соприкосновении с буровым раствором происходит разбухание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01–96 и удельная плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы – 1,2.

$$2{,}1 : 1{,}2 = 1{,}75 \text{ т/м}^3$$

Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) являются продуктом отходов транспортных средств и дизельных установок, собираются в емкость, с последующей передачей сторонней организации по договор. Основные

компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%. Класс опасности 3.

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) – мешки и емкости из-под химреагентов, вывозятся специализированной организацией на полигон. Основные компоненты отходов (99%): полимер – 90%, вода – 7%, полиакриламид АК-617 катионактивный – 2%. Класс опасности 3.

Отходы сварки (Огарки сварочных электродов) – остатки неиспользованных электродов при сварке. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом на полигон на основании договора. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe_2O_3 – 79,2%, Al_2O_3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%. Класс опасности 4.

Смешанные металлы (металлолом). Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж, бурение скважины. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока, отработанные долота. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe_2O_3 – 89,12%, Al_2O_3 – 0,1%, MgO – 0,85% Cu – 1,7%. Класс опасности 4.

При сдаче металлолома должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом по договору на переработку.

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь). Основные компоненты отходов (95,15%): тестиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO_2 – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Отходы планируется складировать на временной площадке с последующим вывозом на полигон по договору. Класс опасности 3.

Смешанные коммунальные отходы (коммунальные отходы (ТБО)). К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы. Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить раздельно в соответственно маркированные металлические контейнеры. Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», срок хранения коммунальных (пищевых) отходов в контейнерах при температуре 0^0С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток. Основные компоненты отходов (96,35%): полиэтилен – 65,4; целлюлоза – 27,5%, Fe_2O_3 - 1,85%, SiO_2 – 1,6%. Класс опасности 5.

Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе строительства и эксплуатации, их классификация, места (пункты) хранения и способы утилизации отходов представлены в таблице 11.3.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 по степени воздействия на здоровье человека и окружающую среду отходы распределяются на пять классов опасности:

1) 1 класс - чрезвычайно опасные;
2) 2 класс - высоко опасные;

3) 3 класс - умеренно опасные;

4) 4 класс - мало опасные;

5) 5 класс - неопасные.

Сбор и временное хранение отходов производства, с последующим вывозом специализированными организациями по договору для дальнейшей утилизации осуществлять в полном соответствии с требованиями ҚР ДСМ-331/2020:

На производственных объектах сбор и временное хранение отходов производства осуществлять на специальных площадках (местах), соответствующих классу опасности отходов.

Отходы по мере их накопления собираются раздельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности.

Технологические процессы, связанные с погрузкой, транспортировкой и разгрузкой отходов 3 класса опасности механизируются.

Отходы производства 3 класса опасности хранят в герметичной таре.

Контейнеры для сбора ТБО оснащаются крышками.

Вывоз ТБО осуществляется своевременно. Сроки хранения отходов в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

Таблица 11.3 - Видовой и количественный состав отходов, образующихся в процессе разработки месторождения, их классификация и способы утилизации

№	Наименование отходов	Код отхода	Класс опасности	Физико-химическая характеристика, опасные свойства	Условия места накопления**	Рекомендуемые способы переработки, утилизации или удаления
1	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	3	Жидкие, пастообразные. Пожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (85,52%): вода - 26,01%, кальцит- 11,1%, минеральное масло 9,46%, барит 9,1%, слюдистоглинистые минералы – 11,2%, нефтяные смолы - 5,15%, доломит – 5,1%, калиевый полевой шпат – 2,6%, кварц – 1,8%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические ёмкости, 50 $м^3$ (25 $м^3$ - 2 ед.). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости, но не реже 1 раза в трое суток	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию для обезвреживания термическим, физико-химическим или биологическим методами на специализированных установках по переработке буровых и нефтесодержащих отходов
2	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	3	Жидкие. Пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,89%): масло минеральное – 91,2%, механические примеси 2,3%, смолистый остаток 0,84%, Fe – 0,75%, Zn – 0,80%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные герметичные ёмкости (бочки) объемом 200 л. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз спецавтотранспортом в специализированную компанию по переработке (регенерации) отработанного масла
3	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	3	Твёрдые, пожароопасные, горючие, нерастворимые. Основные компоненты отходов (99%): полимер – 90%, вода – 7%, полиакриламид АК-617 катионактивный – 2%.; целлюлоза, остатки химреагентов.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 $м^3$ (1 $м^3$). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Предварительная сортировка, использование как вторсырье, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
4	Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	3	Твёрдые, пожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,15%): тестиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO2 – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 $м^3$ (1 $м^3$). Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов
5	Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	4	Твёрдые, непожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe2O3 – 89,12%, Al2O3 – 0,1%, MgO – 0,85% Cu – 1,7%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические контейнеры, 1 $м^3$. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Использование повторно для собственных нужд предприятия или передача специализированной организации на переработку, разборка на компоненты, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
6	Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	4	Твёрдые, непожароопасные, нерастворимые. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe2O3 – 79,2%, Al2O3 – 6,13%, MgO – 8,9% Cu – 1,3%.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные металлические или пластиковые контейнеры, 0,75 $м^3$. Периодичность вывоза – по мере заполнения емкости.	Вывоз в специализированную организацию, сортировка с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка)
7	Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	5	Твердые, непожароопасные, нерастворимые. Инертные. Состав отходов (%): бумага и древесина – 60; тряпье - 7; пищевые отходы -10; стеклобой - 6; металлы - 5; пластмассы - 12.	Гидроизолированная площадка на буровой. Специальные контейнеры для ТБО, 0,75 $м^3$ (1 $м^3$) х3 ед. Периодичность вывоза – 1 раз в 1-3 суток.	Раздельный сбор перерабатываемых фракций коммунальных отходов (ТБО) на месте их образования**** Последующий вывоз в специализированные компании для переработки. Неутилизируемые фракции отходов – уничтожение термическим методом.

* отходы классифицируются как опасные отходы.

**места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект.

*** Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» - Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 00С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

**** Сортировка отходов по морфологическому составу согласно подпункта 6) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также с учетом требований приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности»

Предварительный расчет ожидаемых объемов образования отходов при строительстве скважин

Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор

Расчет объемов отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод) произведен в соответствии с «Методикой расчетов объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин», утвержденной приказом МООС РК №129 от 03.05.2012 г.

Исходные данные для расчета отходов бурения взяты из технической части проекта.

Объем скважины

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{скв} = K * \pi/4 * D^2 * L,$$

где: **К** – коэффициент кавернозности (таб. 4.1 тех. проекта);

D – диаметр долота (таб. 5.2 тех. проекта), м^2;

L – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 11.4 и 11.5.

Таблица 11.4- Конструкция скважины

Интервал	Конструкция скважины		
	Направление 0-30	**Кондуктор 30-470**	**Эксплуатационная колонна 470-2000**
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9

Таблица 11.5- Данные для расчета объемов образования отходов бурения

Интервал		Коэффициент кавернозности, К	π/4	D^2, м	Длина интервала L, м	Vскв, м^3
0	30	1,3	0,785	0,155	30	4,745
30	65	1,3	0,785	0,087	35	3,107
65	160	1,0	0,785	0,087	95	6,488
160	270	1,06	0,785	0,087	110	7,963
270	470	1,12	0,785	0,087	200	15,298
470	815	1,12	0,785	0,047	345	14,256
815	900	1,14	0,785	0,047	85	3,575
900	980	1,12	0,785	0,047	80	3,306
980	1015	1,06	0,785	0,047	35	1,369
1015	1278	1,32	0,785	0,047	263	12,808
1278	1364	1,28	0,785	0,047	86	4,061
1364	1658	1,14	0,785	0,047	294	12,366
1658	1989	1,14	0,785	0,047	331	13,922
1989	2000	1,04	0,785	0,047	11	0,422
					Итого:	**103,686**

Объем бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле:

$$V_ш = V_{скв} \times 1,2$$

где: 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{скв}$ - объем скважины

$V_ш$ = 103,686 * 1,2 = **124,423 м^3** или **217,740 т**

Объем отработанного бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{обр} = 1,2 * V_{скв} * K_1 + 0,5 * V_ц,$$

где: **K_1** – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-91 K_1 = 1,052);

Vц - объем циркуляционной системы буровой установки, который рассчитывается по формуле:

Vц = S x H,

где: **S** – площадь скважины, с диаметром долота на последнем этапе бурения, м^2;

H – высота бурения, м.

$V_ц$ = 0,047 * 3,14 / 4 * 2000 = **73,790 м^3**

$V_{обр}$ = 1,2 * 103,686 * 1,052 + 0,5 * 73,790 **= 167,788 м^3** или **211,413 т**

Объем буровых сточных вод

Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{бсв} = 2 * V_{обр}$$

$$V_{бсв} = 2 * 167,788 = \mathbf{335,576\ м^3}$$

Буровые сточные воды (БСВ) по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Сливаясь с оборудования, по бетонированным желобкам БСВ стекают в шламовые емкости. Объем буровых сточных вод составляет: 335,576 м^3 * 1,08 = **362,422 т,** которые передаются в стороннюю организацию по договору.

Объем образования отходов бурения

Объем образования отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор) определяется по формуле:

$$Q = V_ш * \rho_ш + V_{обр} * \rho_{обр}$$

где: **$V_ш$** - объем шлама, м^3;

$V_{обр}$ - объем отработанного бурового раствора, м^3;

$\rho_ш$ - удельный вес бурового шлама, т/м^3;

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м^3;

Исходные данные:

- объем бурового шлама - 124,423 м^3;
- объем отработанного бурового раствора - 167,788 м^3;
- удельный вес бурового шлама - 1,75 т/м^3;
- удельный вес отработанного бурового раствора - 1,26 т/м^3

Q = 124,423 * 1,75 + 167,788 * 1,26 = 429,153 т

Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Данные для расчетов приняты согласно раздела II. «ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА» п.2 «Сведения об энергоснабжении» технического проекта.

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_д * (1-0,25),$$

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

$N_д$ - нормативное количество израсходованного моторного масла по технике, работающей на дизельном топливе, Nд= $Y_д$* $H_д$* р, кг**;**

$Y_д$ – расход дизельного топлива, (270,716/0,86 * 1000 = 314786,047 л);

$H_д$ - норма расхода масел л/100 расхода топлива по технике, работающей на дизельном топливе (3,2 л/100 л);

0,86 – плотность дизтоплива (ГОСТ 305-82);

0,25 – доля потерь масла;

р - плотность моторного масла, 930 кг/м^3 (0,93 т/м^3). Методика нормативов предельного размещения отходов производства и потребления п.2.4. Приложение №16 к приказу Министра ООС РК №100-п от 18.04.08 г.;

Nд= (314786,047 * 0,032 * 0,93) /1000 = 9,368 т моторного масла.

N = 9,368 * 0,75 = **7,026 т отработанного масла.**

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

N= Mo + M + W т/год,

где: M_o - количество поступающей ветоши 0,01 т/год;

M – содержание в ветоши масла (M= M_o*0,12);

W - содержание в ветоши влаги (W = M_o*0,15);

N = 0,01+ (0,01 * 0,12) + (0,01 * 0,15) = **0,013 т.**

Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)

Количество отработанной тары в процессе приготовления бурового и цементного растворов определяется по формуле:

$$N = \Sigma n_i / m_i * \alpha * 10^{-3},$$

где: **N** - количество тары, т;

n_i – количество i-го материала, кг;

m_i - количество i-го материала в таре, кг;

α – вес тары материала, кг.

Отработанная тара

N_1=(((915+651+1765+144+1344+530+386+257+468+749+81,8+211,2+207,3+58,9)/2* 0,1)+((2500+8990+4112+5990+3530+3597+6422+30826+38531+115800+4753,7+6200)/50* 0,15))/1000 **= 0,725 т.**

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Расчет количества огарков сварочных электродов выполнен по «Методике разработки проекта нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов и определяются по формуле:

$$N = M_{ост} * Q$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов на скважину, т;

Q – остаток электрода, 0,015.

N = 0,060 * 0,015 = **0,001 т.**

Смешанные металлы (металлолом):

В процессе демонтажа оборудования и при бурении скважины в качестве отходов образуется металлолом. Ориентировочное количество отходов составит **0,300 т**, которое будет уточнено в процессе работы.

Смешанные коммунальные отходы (ТБО)

Количество образования коммунальных отходов определяется по формуле:

$$Q_{ТБО} = (P*M*N*\rho)/365,$$

где: P - норма накопления отходов на 1 человека в год, 0,3 $м^3$/чел;

M - численность работающего персонала, чел;

N – время работы, сут.;

ρ - плотность ТБО, 0,25 т/$м^3$.

1.Строительно-монтажные работы:

$Q_{ТБО}$ = 2 * 20 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,008 т

2. Подготовительные работы:

$Q_{ТБО}$ = 2 * 16 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,007 т

3. Бурение и крепление скважины:

$Q_{ТБО}$ = 33 * 16 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,109 т

4. Испытание скважины:

$Q_{ТБО}$ = 8 * 12 * 0,25 * 0,3 / 365 = 0,020 т

Общее количество коммунальных отходов, образующегося в процессе строительства скважины, составит: **$Q_{ТБО}$ = 0,144 т.**

Компания должна обеспечить раздельный сбор составляющих коммунальных отходов на месте образования по морфологическому составу, согласно подпункта 6) пункта 2 статьи 319, статьи 326 Кодекса, а также учесть приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 декабря 2021 года № 482 «Об утверждении Требований к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору с учетом технической, экономической и экологической целесообразности».

Данные виды отходов будут вывозиться специализированной организацией по договору с подрядной строительной организацией. Передача (макулатуры, стеклобоя, металлических отходов, отходов пластмасс) специализированной организацией по сбору и транспортировке отходов для использования в качестве вторсырья.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», срок хранения коммунальных (пищевых) отходов в контейнерах при температуре 0^0С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

*Буровые сточные воды в объеме **335,576 $м^3$ или 362,422 т** передаются совместно с отходами бурения в стороннюю организацию по договору.*

Количество отходов, образующееся при проведении планируемых работ на скважинах, принято ориентировочно и будет корректироваться заказчиком по фактическому образованию.

Таблица 11.6 – Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 1 на период строительства скважин (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год													
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	429,153	6866,448	6866,448	6008,142	1716,612	1287,459	1287,459	2574,918	1716,612	1716,612	1287,459	1716,612	858,306	858,306	1716,612
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,208	0,208	0,182	0,052	0,039	0,039	0,078	0,052	0,052	0,039	0,052	0,026	0,026	0,052
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	7,026	112,416	112,416	98,364	28,104	21,078	21,078	42,156	28,104	28,104	21,078	28,104	14,052	14,052	28,104
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,725	11,600	11,600	10,150	2,900	2,175	2,175	4,350	2,900	2,900	2,175	2,900	1,450	1,450	2,900
Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	0,3	4,800	4,800	4,200	1,200	0,900	0,900	1,800	1,200	1,200	0,900	1,200	0,600	0,600	1,200
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,016	0,016	0,014	0,004	0,003	0,003	0,006	0,004	0,004	0,003	0,004	0,002	0,002	0,004
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,144	2,304	2,304	2,016	0,576	0,432	0,432	0,864	0,576	0,576	0,432	0,576	0,288	0,288	0,576
Всего		**437,362**	**6997,792**	**6997,792**	**6123,068**	**1749,448**	**1312,086**	**1312,086**	**2624,172**	**1749,448**	**1749,448**	**1312,086**	**1749,448**	**874,724**	**874,724**	**1749,448**

Продолжение таблицы 11.6

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год									
			2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	429,153	2574,918	1716,612	2574,918		858,306	429,153		429,153	2145,765	429,153
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,078	0,052	0,078		0,026	0,013		0,013	0,065	0,013
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	7,026	42,156	28,104	42,156		14,052	7,026		7,026	35,130	7,026
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,725	4,350	2,900	4,350		1,450	0,725		0,725	3,625	0,725
Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	0,3	1,800	1,200	1,800		0,600	0,300		0,300	1,500	0,300
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,006	0,004	0,006		0,002	0,001		0,001	0,005	0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,144	0,864	0,576	0,864		0,288	0,144		0,144	0,720	0,144
Всего		**437,362**	**2624,172**	**1749,448**	**2624,172**	**0,000**	**874,724**	**437,362**	**0,000**	**437,362**	**2186,810**	**437,362**

Таблица 11.7 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 2 на период строительства скважин (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год													
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	429,153	10299,672	3004,071	6866,448	7295,601	8153,907	11587,131	13303,743	12445,437	16307,814	16736,967	15878,661	13303,743	14591,202	13732,896
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,312	0,091	0,208	0,221	0,247	0,351	0,403	0,377	0,494	0,507	0,481	0,403	0,442	0,416
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	7,026	168,624	49,182	112,416	119,442	133,494	189,702	217,806	203,754	266,988	274,014	259,962	217,806	238,884	224,832
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,725	17,400	5,075	11,600	12,325	13,775	19,575	22,475	21,025	27,550	28,275	26,825	22,475	24,650	23,200
Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	0,3	7,200	2,100	4,800	5,100	5,700	8,100	9,300	8,700	11,400	11,700	11,100	9,300	10,200	9,600
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,024	0,007	0,016	0,017	0,019	0,027	0,031	0,029	0,038	0,039	0,037	0,031	0,034	0,032
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,144	3,456	1,008	2,304	2,448	2,736	3,888	4,464	4,176	5,472	5,616	5,328	4,464	4,896	4,608
Всего		**437,362**	**10496,688**	**3061,534**	**6997,792**	**7435,154**	**8309,878**	**11808,774**	**13558,222**	**12683,498**	**16619,756**	**17057,118**	**16182,394**	**13558,222**	**14870,308**	**13995,584**

Продолжение таблицы 11.7

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год												
			2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	429,153	2574,918	1716,612	3004,071		858,306	858,306		429,153	2574,918	429,153			429,153
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,078	0,052	0,091		0,026	0,026		0,013	0,078	0,013			0,013
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	7,026	42,156	28,104	49,182		14,052	14,052		7,026	42,156	7,026			7,026
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,725	4,350	2,900	5,075		1,450	1,450		0,725	4,350	0,725			0,725
Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	0,3	1,800	1,200	2,100		0,600	0,600		0,300	1,800	0,300			0,300
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,006	0,004	0,007		0,002	0,002		0,001	0,006	0,001			0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,144	0,864	0,576	1,008		0,288	0,288		0,144	0,864	0,144			0,144
Всего		**437,362**	**2624,172**	**1749,448**	**3061,534**		**874,724**	**874,724**		**437,362**	**2624,172**	**437,362**			**437,362**

Таблица 11.8 - Предельные объемы накопления отходов при реализации варианта № 3 на период строительства скважин (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год													
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	429,153	10299,672	3004,071	6437,295	7295,601	8153,907	11587,131	13303,743	12874,590	16307,814	16736,967	15878,661	13303,743	14591,202	13732,896
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,312	0,091	0,195	0,221	0,247	0,351	0,403	0,390	0,494	0,507	0,481	0,403	0,442	0,416
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	7,026	168,624	49,182	105,390	119,442	133,494	189,702	217,806	210,780	266,988	274,014	259,962	217,806	238,884	224,832
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,725	17,400	5,075	10,875	12,325	13,775	19,575	22,475	21,750	27,550	28,275	26,825	22,475	24,650	23,200
Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	0,3	7,200	2,100	4,500	5,100	5,700	8,100	9,300	9,000	11,400	11,700	11,100	9,300	10,200	9,600
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,024	0,007	0,015	0,017	0,019	0,027	0,031	0,030	0,038	0,039	0,037	0,031	0,034	0,032
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,144	3,456	1,008	2,160	2,448	2,736	3,888	4,464	4,320	5,472	5,616	5,328	4,464	4,896	4,608
Всего		**437,362**	**10496,688**	**3061,534**	**6560,430**	**7435,154**	**8309,878**	**11808,774**	**13558,222**	**13120,860**	**16619,756**	**17057,118**	**16182,394**	**13558,222**	**14870,308**	**13995,584**

Продолжение таблицы 11.8

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год													
			2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	01 05 05*	429,153	1716,612	1716,612	2145,765		858,306	858,306		858,306	2145,765	429,153			858,306	429,153
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,013	0,052	0,052	0,065		0,026	0,026		0,026	0,065	0,013			0,026	0,013
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	13 02 08*	7,026	28,104	28,104	35,130		14,052	14,052		14,052	35,130	7,026			14,052	7,026
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара)	15 01 10*	0,725	2,900	2,900	3,625		1,450	1,450		1,450	3,625	0,725			1,450	0,725
Смешанные металлы (металлолом)	17 04 07	0,3	1,200	1,200	1,500		0,600	0,600		0,600	1,500	0,300			0,600	0,300
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	12 01 13	0,001	0,004	0,004	0,005		0,002	0,002		0,002	0,005	0,001			0,002	0,001
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	20 03 01	0,144	0,576	0,576	0,720		0,288	0,288		0,288	0,720	0,144			0,288	0,144
Всего		**437,362**	**1749,448**	**1749,448**	**2186,810**		**874,724**	**874,724**		**874,724**	**2186,810**	**437,362**			**874,724**	**437,362**

Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Расчет количества образования отхода произведен согласно «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 г. № 100-п).

Норма образования отхода определяется по формуле:

N = Mo + M + W, т/год,

где: Mo – поступающее количество ветоши, тонн; M – норматив содержания в ветоши масел, M=0,12*Mo, тонн; W – нормативное содержание в ветоши влаги, W=0,15*Mo, тонн.

Количество отходов при эксплуатации вновь вводимого оборудования будет корректироваться по фактическому образованию.

Предельные объемы образования отходов по видам при эксплуатации по вариантам представлены в таблицах 11.9-11.10.

Таблица 11.9 - Предельные объемы накопления при реализации варианта № 1 на период эксплуатации (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год		
			2023	2024	2025
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,0015	0,027	0,029	0,023
Всего		**0,0015**	**0,027**	**0,029**	**0,023**

Таблица 11.10 - Предельные объемы накопления при реализации вариантов №2, 3 на период эксплуатации (по годам)

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год						
			2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,0015	0,063	0,020	0,021	0,021	0,033	0,042	0,047
Всего		**0,0015**	**0,063**	**0,020**	**0,021**	**0,021**	**0,033**	**0,042**	**0,047**

Продолжение таблицы 11.10

Наименование отходов	Код отхода	на единицу оборудования/ на 1 скважину	Объемы накопления отходов, тонн/год						
			2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	15 02 02*	0,0015	0,039	0,054	0,066	0,057	0,047	0,056	0,047
Всего		**0,0015**	**0,063**	**0,020**	**0,021**	**0,021**	**0,033**	**0,042**	**0,047**

В целях обеспечения охраны окружающей среды и благоприятных условий для жизни и (или) здоровья человека, уменьшения количества подлежащих захоронению отходов и стимулирования их подготовки к повторному использованию, переработки и утилизации устанавливаются лимиты накопления и лимиты захоронения отходов для объектов I и II категорий (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов»).

Согласно ст. 320 Экологического Кодекса РК под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах.

Лимиты накопления отходов устанавливаются для каждого конкретного места накопления отходов, входящего в состав объектов I и II категорий, в виде предельного количества (массы) отходов по их видам, разрешенных для складирования в соответствующем месте накопления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования 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;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Лимиты накопления отходов и лимиты захоронения отходов обосновываются операторами объектов I и II категорий в программе управления отходами при получении экологического разрешения и устанавливаются в соответствующем экологическом разрешении. 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).

Лимиты накопления отходов будут установлены на следующих стадиях детального проектирования.

11.3 Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду в части образования отходов

На предприятии сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, из-за их незначительного и постепенного накопления, не сразу вывозятся в места их утилизации, а собираются в специальные контейнеры/емкости и хранятся на отведенных для этих целей гидроизолированных площадках (не более шести месяцев). Далее отходы согласно заключенным договорам вывозятся на утилизацию, переработку или захоронение.

Таким образом, действующая система управления отходами минимизирует возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и перевозке отходов к месту утилизации.

Все производственные отходы на местах хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и вывоз всех отходов регистрируется.

В целом воздействие на окружающую среду отходами производства и потребления, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 11.11 - Оценка воздействия отходов на окружающую среду

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1 (базовый)		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Незначительная 1 балл
Интегральная оценка 12 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 2		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Местный 3 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 24 балла – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом вариант №2) находится в пределах 12-24 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии ***«средней значимости»*** изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Вывод: *Анализ оценки воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления в процессе разработки месторождения Карамандыбас по трем вариантам показывает, что:*

С экологической точки зрения вариант №1 является самым экологичным с наименьшим воздействием отходов производства и потребления, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию минимального количества скважин и нового оборудования. Однако, ожидаемый экономический эффект при реализации данного варианта самый низкий по сравнению с другими вариантами.

Варианты №2 и №3 значительно отличаются от варианта №1, т.к. предусматривают бурение и подключение большего количества скважин и строительство дополнительных объектов (АГЗУ, ГУ). Между собой варианты имеют небольшие отличия по количеству строящихся и подключаемых скважин и вновь вводимого оборудования.

Наиболее неэкологичным из них является вариант №2, который предполагает наибольшее воздействие на окружающую среду отходов производства и потребления, т.к. планируется бурение и ввод в эксплуатацию максимального количества скважин и нового оборудования по сравнению с другими вариантами.

Однако, с точки зрения анализа технико-экономических показателей вариант №2 по сравнению с другими рассмотренными вариантами разработки месторождения является наиболее целесообразным и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. По данному варианту выше суммарная выручка от реализации, операционный доход, чистая прибыль, поток денежной наличности, величина чистой приведенной стоимости и выплат

в бюджет Республики Казахстан, а также по нему ожидается самый высокий КИН из всех рассматриваемых вариантов.

Проектом рекомендуется к реализации Вариант №2, так как является наиболее рациональным, при котором соблюдается баланс между совокупностью экономических и экологических показателей.

12. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

12.1 Факторы негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Геологическая среда представляет собой многокомпонентную, весьма динамичную, постоянно развивающуюся систему, находящуюся под влиянием инженерно-хозяйственной деятельности, в результате чего происходит изменение природных геологических и возникновение новых антропогенных процессов. Весьма существенное влияние на геологическую среду оказывают предприятия нефтегазодобывающей промышленности. Техногенно-геологические взаимодействия приурочены к месторождениям и промыслам нефти и газа. При этом основными видами изменений геологической среды является образование техногенных грунтов, преимущественно техногенно-переотложенных и техногенно-образованных.

Нефтегазовое производство воздействует на геологическую среду «сверху» (с поверхности) и «снизу» (из массива горных пород). Воздействие «сверху» происходит при обустройстве месторождений и включает как обычные работы, связанные с освоением территории (строительство производственных помещений и дорог, прокладка коммуникаций и т.п.), так и специфические виды воздействий, характерные для нефтяных промыслов (строительство и эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт продукции).

Основными источниками воздействия на геологическую среду «сверху» являются технологические продукты и отходы производства, циркулирующие и накапливающиеся в поверхностных сооружениях. В случае негерметичности или переполнения этих сооружений жидкости растекаются и переносятся поверхностными водотоками. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой. Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземными флюидами, в особенности нефтью.

Воздействие нефтегазодобывающей промышленности на геологическую среду «снизу» происходит при строительстве и ремонте скважин. При разработке месторождений основные изменения происходят в самих нефтесодержащих пластах. Часть ранее нефтенасыщенного порового пространства замещается водой или газом, преобразуется химический состав пластовой воды и нефти, особенно интенсивно эти процессы происходят при закачке в пласт воды из поверхностных водоисточников. Развивается сероводородное загрязнение за счет жизнедеятельности сульфатосодержащих бактерий. Происходит взаимодействие нагнетательной воды с пластовой водой и породой. При этом протекают химические реакции с выпадением в осадок новообразованных минеральных солей, усиливаются процессы выщелачивания минералов скелета нефтеносных пород. Происходят существенные изменения в водоносных горизонтах при использовании их для добычи подземных вод.

В связи с интенсивной разработкой нефтегазовых месторождений в Западном Казахстане сильно возросли техногенные нагрузки на геологическую среду. Появляется большое число опасных и экологически хрупких объектов.

В результате антропогенной деятельности могут произойти изменения части геологической среды. В случае добычи нефти и газа геологические процессы в литосфере могут привести даже к катастрофическим последствиям, таким как землетрясения, оползни,

просадки поверхности, обвалы, медленные движения, изменения уровня подземных вод, трещинообразование, заводнение и др.

При освоении нефтегазовых месторождений нарушается поверхностный и подземный сток. Изменяются фильтрационные и физико-механические свойства грунтов, проявляются процессы заболачивания, изменяется напряженное состояние пород в массиве. Происходят местные и региональные просадки поверхности, переформирование гидрогеологических условий, усилие или ослабление условий водообмена, образование новых водоносных горизонтов, смешение вод, изменение уровней, напоров, скоростей и направления движения, изменение химического газового состава и температуры. Могут происходить вторичные изменения, фильтрационные деформации пород, дегазация пород, образование «антропогенных грифонов и гейзеров». В результате происходящих антропогенных воздействий возможны изменения естественных физических полей: гравитационных гидродинамических, термических, геохимических и др.

12.1.1 Технологические аспекты воздействия на геологическую среду (недра)

В процессе бурения и эксплуатации скважин с точки зрения оценки воздействия на геологическую среду основное внимание уделяется созданию надежных конструкций. Они должны обеспечивать предотвращение:

- заколонных и межколонных перетоков жидкостей, минерализованных вод, нефти, газа в атмосферу и на поверхность земли, в горизонты, залегающие над эксплуатационными объектами;
- аварийного фонтанирования;
- образования грифонов;
- возникновения зон растепления и просадки устьев скважин;
- деформации, смятия и срезания колонн и др.

Из существующих геофизических методов исследования технического состояния скважин для оценки герметичности заколонного пространства в настоящее время наиболее эффективно может быть использован метод высокочувствительной термометрии в комплексе с АКЦ или СГДТ. Инструментально наличие притока определяется путем вызова циркуляции жидкости между двумя спецотверстиями с помощью пакера. Исследование герметичности эксплуатационной колонны производится опрессовкой пакером с применением расходометрии и термометрии.

Одной из распространенных причин потери герметичности обсадных колонн скважин является электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. С целью оценки допустимого уменьшения толщины стенок труб и определения параметров электрохимзащиты периодически проводят замеры падения напряжения вдоль колонны. Работы по устранению дефектов обсадных труб включают изоляцию дефектов и повторную герметизацию их соединительных узлов.

При обработке призабойной зоны пласта и применении технологии воздействия на пласт необходимо провести специальные исследования обоснования рабочих реагентов и оценки их взаимодействия с породами, пластовыми жидкостями, с металлом труб и оборудования при различных температурах и давлении. Особое внимание должно быть уделено возможному перетоку закачиваемого реагента через литологические окна или по заколонному пространству, утилизации попутных вод, образованию техногенных вод при закачке пресных поверхностных вод с высоким содержанием кислорода. При строительстве и

эксплуатации скважин экологическую опасность представляет грифонообразование (выход газа, нефти, пластовой воды из-под земли), причиной которого являются вертикальные перетоки флюидов из залежи в непродуктивные отложения через ствол скважин.

В ходе эксплуатации скважин вертикальные перетоки пластовых флюидов возможны при нарушении герметичности обсадных колонн и цементного камня за колоннами. Причинами повышения межколонных давлений являются: негерметичность резьбовых соединений обсадных труб и колонных головок, потеря эластичности сальниковых уплотнений и герметизирующих материалов вследствие их старения, технические и технологические погрешности при заключительных работах по обвязке скважин, низкое качество цементирования и недоподъем цемента в заколонном пространстве до устья или в части ствола скважин.

Проблема ликвидации межпластовых перетоков и межколонных давлений стоит чрезвычайно остро практически на всех месторождениях.

Перетоки газа, воды, нефти или конденсата из пласта в пласт и подъем флюида на дневную поверхность через затрубное пространство после строительства скважин - довольно частое явление.

Межколонные проявления нередко начинаются сразу же после пуска скважины в эксплуатацию. Нужно отметить, что в некоторых скважинах температура нефти в устье составляет 70°С. Поэтому температурные изменения дополнительно деформируют обсадную колонну. Много неприятностей приносят межколонные проявления и межпластовые перетоки с давлением 3 МПа и выше. В этом случае в затрубном пространстве устанавливают обратный клапан, который снижает давление в коллекторе до 0,5-1 МПа. В зимний период он промерзает и перестает работать.

Существует много точек зрения на причины таких проявлений. Однако авторы едины в том, что непременное условие качественной проводки крепления ствола скважины - создание герметичных соединений обсадных труб и высококачественного цементного кольца.

К числу требований, предъявляемых к цементному камню, следует отнести способность тампонажного раствора при твердении создавать непроницаемые контакты между стенками скважины и тампонажным камнем. Практика показывает, что цементирование скважин раствором из чистого портландцемента имеет ряд отрицательных моментов. Вследствие недостаточной седиментационной устойчивости раствора камень имеет низкие деформативные и адгезионные свойства, высокую проницаемость и недолговечность. Прочностные свойства камня резко снижаются при температуре 80 °С вследствие перекристаллизации гидратов и образования свободной извести. При введении песка (до 40%), а также аэросила (0,03-0,05%), глинопорошка или бентонитовой глины (3%) значительно увеличиваются срок службы цементного камня и повышаются его прочностные свойства по отношению к агрессивным средам (солевой коррозии). Газопроницаемость такого камня на порядок ниже, чем образцов из стандартного портландцемента.

Из всех существующих методов поддержания пластового давления и увеличения приемистости скважин наиболее широко используется закачка пресных (или минерализованных) вод с применением специальных реагентов (щелочи, ПАВ, полимеры).

Кроме того, необходимо своевременно проводить ремонтно-изоляционные и ремонтно-восстановительные, а также ликвидационные работы.

12.2 Оценка воздействия проектируемых работ на геологическую среду (недра)

На территории месторождения при реализации проекта не ожидается какого-либо рода сейсмических проявлений, обусловленных антропогенной деятельностью. Изменение физико-механических свойств пород, слагающих продуктивные пласты, не произойдет.

В процессе эксплуатации проектируемых скважин воздействие на геологическую среду, главным образом, возможно в процессе откачки нефтегазовой смеси. Отбор углеводородного сырья из недр изменяет напряженно-деформированное состояние огромных массивов пород и может стать причиной сейсмических проявлений.

Одним из таких проявлений является просадка земной поверхности, которая может достигать нескольких метров. Большие осадки дневной поверхности происходят при длительном отборе нефти, когда продуктивный пласт сложен мощной песчано-глинистой толщей. Отбор пластового флюида вызывает значительное снижение порового давления в пласте и его вторичную консолидацию. По мере отбора нефти все возрастающую часть веса вышележащего массива воспринимает продуктивный пласт. Наиболее опасны горизонтальные смещения и неравномерные оседания земной поверхности, которые могут привести к авариям нефтегазопроводов и других инженерных сооружений.

Следует отметить, что при интенсивном законтурном заводнении процесс оседания земной поверхности проявляется незначительно либо прекращается. При эксплуатации залежей в карбонатных породах, как правило, сильных просадочных явлений земной поверхности не возникает.

Для предотвращения снижения порового давления залежей на месторождении Карамандыбас действует система поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт.

Воздействие при эксплуатации новых объектов и объектов действующего производства на геологическую среду, неразрывно связано ввиду разработки одного и того же месторождения углеводородов. ***Кумулятивная (совокупная) значимость воздействия*** при эксплуатации – слабая.

В целом воздействие при проведении планируемых работ на геологическую среду (недра), при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

Таблица 12.1 - Оценка воздействия на недра

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		
Вариант 3		
Ограниченный 2 балла	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 16 баллов – воздействие средней значимости		

Интегральная оценка воздействия на атмосферный воздух по всем рассматриваемым вариантам разработки (включая рекомендуемый проектом *варинт№2*) находится в пределах 16 баллов, что соответствует воздействию средней значимости.

При воздействии ***«средней значимости»*** изменения в среде превышают цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

12.3 Природоохранные рекомендации по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду (недра)

Проектами строительства (бурения) скважин будет предусмотрено использование в верхнем интервале скважины экологически безопасных буровых растворов, все компоненты которых будут иметь паспорт безопасности вещества.

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины.

Технология крепления скважины учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин. Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

12.4 Охрана недр

Охрана недр при проведении работ по строительству скважин на месторождении Карамандыбас должна проводиться в соответствии с Законом «О недрах и недропользовании».

Мероприятия по охране недр должны, прежде всего, быть направлены на высокую экологическую и экономическую эффективность при наименьшем отрицательном воздействии на состояние окружающей среды.

Мероприятия по охране недр в процессе строительства скважин предусматривают:

- геологические исследования, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
- рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
- учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
- изоляцию пробуренных скважин;
- герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
- правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.

Общими экологическими требованиями на стадиях недропользования являются:

- сохранение земной поверхности;
- предотвращение техногенного опустынивания;
- сокращение территорий нарушаемых и отчуждаемых земель в связи со строительством или ликвидацией скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов добычи и переработки минерального сырья;
- предотвращение ветровой эрозии почвы, отвалов и отходов производства;

- изоляция поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- предотвращения истощения и загрязнения подземных вод;
- применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;
- очистка и повторное использование буровых растворов;
- ликвидация остатков буровых и горюче-смазочных материалов в окружающей природной среде экологически безопасным способом;
- очистка и повторное использование нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления нефтяных месторождений.

Охрана недр в процессе разбуривания площади

При разбуривании площади работы должны проводиться таким образом, чтобы не допустить межпластовых, межколонных перетоков и обеспечить качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пластов.

С точки зрения охраны недр проектом предусмотрены полимерные буровые растворы плотностью, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, поглощению бурового раствора, увеличению расхода химических реагентов, увеличению объемов отходов.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается использование ингибированных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость, не засоряющая пласт;
- в качестве утяжелителя бурового раствора необходимо использовать кислоторастворимые карбонатные материалы.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора предусматривается пятиступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также уменьшает количество отходов, подлежащих размещению в окружающей среде.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов.

Компоненты бурового раствора, используемые при бурении, после сбора и очистки не окажут вредного влияния на окружающую среду в силу отсутствия эффекта суммации, поскольку они состоят из воды, биополимеров и инертных материалов.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газоводопроявлением или открытым фонтанированием, на буровой установке устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя универсальную превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Превенторная установка представляет собой сочетание одного плашечного и одного универсального превенторов. На плашечном превенторе установлены трубные плашки, с помощью которых можно загерметизировать устье скважины при наличии в ней бурильных труб, обеспечивая возможность проведения работ по глушению проявлений. Применение

передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный метод».

В процессе буровых работ должен быть принят ряд проектных решений по обеспечению ***«безамбарного метода»***. В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры, которые по мере их заполнения вывозятся на полигон специализированной организации для последующей обработки и утилизации шлама по договору. Контейнеры возвращаются обратно на буровую для последующего использования. Буровые сточные воды накапливаются в металлических емкостях, после осветления и очистки частично могут повторно использоваться для нужд бурения. Отработанный буровой раствор также накапливается в емкостях для последующей химобработки и возможности использования при дальнейшем бурении и цементировке скважины.

По окончании бурения все неиспользованные отходы бурения, в том числе нефтесодержащие сточные воды, вывозятся в специализированную организацию для дальнейшей утилизации, переработки.

Охрана недр при проведении строительства скважин

При проведении работ на всех стадиях технологического процесса необходимо принимать во внимание охрану недр.

Ремонтные операции должны вестись строго равновесно без проявления флюидов и поглощения технологических растворов.

На этапе проведения проектируемых работ необходимо в полной мере обеспечить качественное вскрытие продуктивных пластов с сохранением естественных свойств пласта.

Немаловажную роль в обеспечении всех требований по охране недр играет выбор растворов, не влияющих на коллекторские свойства пласта.

С точки зрения охраны окружающей среды предлагаемый данным проектом цементный раствор отвечает всем необходимым требованиям. Компоненты раствора подобраны таким образом, чтобы предотвратить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы по цементированию скважины необходимо проводить с учетом следующих требований:

- выбор материалов для цементирования скважин необходимо проводить, учитывая горно-геологические условия месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять не менее 20 °С и не более 55 °С.
- цемент для цементирования скважины должен обладать коррозионной устойчивостью к агрессивным средам.

Охрана недр в процессе крепления

Одной из наиболее ответственных операций в строительстве скважины, проводимые с целью недопущения загрязнения недр является цементирование скважины. Качество проводимого цементирования оказывает существенное влияние на экономические и экологические показатели работы скважины, цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий на месторождении:
- пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов;
- выбор в качестве базового цемента с повышенной сульфостойкостью, в связи с высокой минерализацией пластовых вод месторождения;
- температурный интервал применения цемента в чистом виде должен составлять от 20 до 55°С;
- цемент должен характеризоваться низким водоотделением, ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения при низких температурах. Эти свойства данного цемента позволяет рекомендовать его в качестве основного для цементирования скважин на месторождении.

Требования к тампонажному раствору по водоотдаче в проекте определяется следующими факторами:

- наличием в разрезе скважин пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набухание глин под воздействием фильтрата;
- снижение проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективных регуляторов свойств тампонажного раствора предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Эта способствует получение плотного контакта цемент-порода, что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией, служит условием соблюдения охраны недр.

Для предотвращения межпластовых флюидоперетоков, которые могут образоваться на начальной стадии твердения цемента, проектом предусматривается ускоренное формирование цементного камня и набор достаточной прочности в ранние сроки твердения. Добавка ускорителя обязательна для тампонажного раствора при цементировании кондуктора.

С целью лучшего образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечение плотного контакта цементного камня, как с поверхности обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины, проектом рекомендуется применение центраторов.

Для предотвращения смешения и загрязнения цементного раствора, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, проектом рекомендуется использовать комбинированную буферную жидкость.

Данное мероприятие на стадии цементирования обеспечит реализацию требований регламента по охране недр.

Мероприятия по предупреждению коррозии креплении скважины

Коррозионная стойкость креплении скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих ее элементов, а именно механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колоний и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбраны облегченные и нормальные цементы, а также добавки: КМЦ, цемент, кальцинированная сода и т.д., которые обеспечивают получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования. Наличие в составе цементного раствора ингибитора глин, предотвращающего их разбухание, также способствует улучшению качества сцепления цементного камня со стенками скважины.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, расхаживание колонны во время всего процесса цементирования обеспечивают удаление излишков глинистого раствора со стенок скважины и обсадных колонн.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадных колонн, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение крепи скважины в интервале цементирования.

Охрана недр в процессе испытания пластов в колонне

Проектом предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов при вторичном вскрытии. Буровой раствор в обсадной колонне меняется на воду со специальными добавками. Уровень в колонне снижается на 150-170 метров. Производится перфорация на кабеле и вызов притока.

Освоение скважины будет производиться при оборудованном устье скважины надежным герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При разработке месторождения должен проводиться обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений. В комплекс будут обязательно включены исследования по своевременному выявлению скважин с негерметичными колоннами. При обводнении скважины, помимо контроля за обводненностью продукции, будут проводиться специальные геофизические и

гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину, источника поступления и глубины залегания.

Во избежание потерь пластовой энергии предусматривается проводить регулярные замеры забойных давлений скважины, не допуская снижения давления ниже давления насыщения нефти газом.

После окончания ремонтных работ (испытания) и демонтажа оборудования необходимо проведение мероприятий по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с нормативными требованиями.

13. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

13.1 Оценка возможных физических воздействий, а также их последствий

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в период осуществления проектных работ, можно выделить следующие типы воздействий:

- шумовое;
- вибрационное;
- электромагнитное,

Шумовое воздействие

Шум является неизбежным видом воздействия на окружающую среду в процессе выполнение проектируемых работ.

Величина шума зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др.

Шум является неизбежным видом воздействия на окружающую среду при выполнении сейсморазведочных работ. В силу специфики проектируемых работ уровни шума будут изменяться в зависимости от используемых видов техники (оборудования).

При проведении планируемых работ источником шума будет являться дизельные двигатели буровых установок, спецтехника и автотранспорт и компрессорные станции.

Ожидаемые уровни шума от предполагаемых источников на участках работ представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1- Уровни шума от различных видов техники и оборудования

Техника	Уровень звука на расстоянии 1 м от оборудования, дБА	Расстояние (м)						
		10	20	50	60	1000	1500	2000
Дизельные электростанции (66-200кВт)	92	88	84	77	76	52	44	-
Грузовой автомобиль: - двигатель мощностью 75-150 кВт; -двигатель мощностью 150 кВт и более	 83 84	 79 80	 75 76	 68 69	 67 68	 43 44	 - -	 - -
Бульдозер	90	86	82	75	74	50	42	-

Источники: BS 5228, 1997, Справочник, Рыбальский, 95, ГОСТ 27436 «Внешний шум автотранспортных средств. Допустимые уровни и методы измерения», Сулейманов, Л.И. Вейхайзер, Недра, 1990 «Шум и вибрация в нефтяной промышленности».

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука – примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстояние до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей

территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Воздействие на население техника и оборудование проектируемых работ оказывать не будет, так как ближайший населенный пункт располагается на расстоянии не менее 1,5-2,0 км от участка работ. В соответствии с ГОСТ 27409-97 реализация мероприятий по защите персонала позволит обеспечить на рабочих местах допустимый уровень шумового воздействия.

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума персонала и населения.

Проектными решениями применены строительные машины, которые обеспечивают уровень звука на рабочих местах, не превышающий 80 дБ, согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003-2014 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. «Шум. Общие требования безопасности». Шумовые характеристики оборудования должны быть указаны в их паспортах.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Для индивидуальной защиты от шума предусмотрено применение противошумных вкладышей, перекрывающих наружный слуховой проход; защитных касок с подшлемниками.

Технологическое оборудование в период эксплуатации может оказывать шумовое воздействие на окружающую среду.

Шумовые характеристики применяемого оборудования соответствуют нормативным ПДУ и не создадут шумового загрязнения на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Акустические расчеты и замеры для снижения шума на площадке проектируемых работ не проводятся, так как проектируемые работы проводятся на территории месторождения, имеющего установленную СЗЗ, при этом в пределах СЗЗ месторождения отсутствуют населенные пункты.

Вибрационное воздействие

По своей физической природе вибрации тесно связаны с шумом. Вибрации представляют собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука, воспринимаемого только ушами, вибрация воспринимается различными органами и частями тела.

Вибрация приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной нервной системы, способствует заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрация возникает вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

В высокопористых водонасыщенных грунтах интенсивность и дальность распространения вибрации в 2-4 раза выше, чем в песчаных или плотных скальных (обломочных) грунтах. При наличии в дорожной одежде слоев из зернистых несвязных материалов ускорение вибрации снижается в 1,5-2 раза.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний и соблюдении технологических параметров работы оборудования.

Для снижения вибрации и уменьшения влияния ее последствий, как на человека, так и на окружающий животный мир необходимо выполнение следующих мероприятий:

- установление на работающем оборудовании гибких связей, упругих прокладок и пружин;
- установление вибрирующего оборудования на самостоятельный фундамент;
- сокращение (для обслуживающего персонала) времени пребывания в условиях вибрации;
- применение (для обслуживающего персонала) средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное воздействие

Неконтролируемый постоянный рост числа источников электромагнитных излучений (ЭМИ), увеличение их мощности приводят к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные станции, электрические двигатели, персональные компьютеры (ПК), широко используемые в производстве – все это источники электромагнитных излучений. Беспокойство за здоровье, предупреждение жалоб должно стимулировать проведение мероприятий по электромагнитной безопасности. В этой связи определяются наиболее важные задачи по профилактике:

- заболеваний глаз, в том числе хронических;
- зрительного дискомфорта;
- изменения в опорно-двигательном аппарате;
- кожно-резорбтивных проявлений;
- стрессовых состояний;
- изменений мотивации поведения;
- неблагополучных исходов беременности;
- эндокринных нарушений и т.д.

Мероприятия по снижению физического воздействия

Мероприятия по снижению уровня шума сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Все технологическое оборудование выбирается таким образом, чтобы обеспечить бесшумную и эффективную работу.

Установки монтируются на виброизолирующих основаниях, уменьшающих звуковые вибрации строительных конструкций.

Для установок, имеющих подвижные части, предусмотрены соответствующие зазоры для изоляции установок от конструкций зданий с помощью противовибрационных опор, обеспечивающих снижение до минимума передачу шума и вибрации.

Вследствие влияния электромагнитных полей, как основного и главного фактора, провоцирующего заболевания, особенно у лиц с неустойчивым нервно-психологическим или гормональным статусом все мероприятия должны проводиться комплексно, в том числе:

- возможные системы защиты, в т.ч. временем и расстоянием;
- противопоказания для работы у конкретных лиц;

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитной безопасности.

13.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, природных и техногенных источников радиационного загрязнения. Радиационная безопасность

Изменения радиационной обстановки под воздействием природных факторов носят крайне медленный характер и сопоставимы со скоростью геологического развития района. Однако, вмешательство человека в природные процессы зачастую способно вызвать очень быстрые необратимые изменения естественной обстановки, и для избежания нежелательных последствий хозяйственной деятельности необходимо знать, как современное состояние окружающей среды, так и факторы возможного изменения ситуации.

Критериями оценки радиационного состояния объектов в данной работе приняты следующие градации:

1. ***«В пределах допустимого уровня»***. Величина МЭД внешнего облучения не превышает уровень вмешательства, установленный в Гигиенических нормативах к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 равный 0,5 мкЗв/час на высоте 1 м от источника излучения.

2. «Превышает уровень вмешательства». Величина МЭД внешнего облучения на поверхности оборудования превышает величину 0,5 мкЗв/час, но ниже 5 мкЗв/час.

3. «Радиоактивное загрязнение». Значимое радиоактивное загрязнение, уровень МЭД превышает величину 5 мкЗв/час. Исходя из среднего времени работы персонала на таких объектах в год (2048 часа), при данных уровнях МЭД может быть превышена годовая доза по внешнему облучению, установленная в Гигиенических нормативах к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Современная радиоэкологическая ситуация на территории месторождения Карамандыбас обусловлена сочетанием природных и антропогенных факторов. Ведущее значение в формировании радиоэкологической ситуации на участке принадлежит природному распределению радиоактивных элементов.

Работы по строительству и эксплуатации проектируемых объектов на месторождении Карамандыбас предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020 и Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 , согласно которым необходимо:

− вокруг территорий проектируемых объектов обозначить санитарно-защитную зону и наблюдательные зоны;

− обеспечить ежемесячный контроль за радиоактивной загрязненностью оборудования проектируемых объектов, насосно-компрессорных труб, продуктопровода, водоводов.

Предельная доза облучения для персонала группы В (как непосредственно не работающих с источником ионизирующего излучения, но по размещению их рабочих мест могут подвергнуться воздействию радиоактивных веществ) составляет 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на проектируемых объектах включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- удельная альфа-активность;
- удельная бета-активность;
- эффективная удельная активность;
- исследование флоры участков техногенного воздействия.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

Кроме того, данные исследований позволят принять конкретные технические решения, обеспечивающие оптимальную защиту окружающей природной среды при эксплуатации скважин.

Мероприятия по радиационной безопасности

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по эксплуатации месторождения предусматривается проводить в строгом соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15.12.2020 г. № ҚР ДСМ-275/2020 и Гигиеническим нормативом к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МН Здравоохранения РК от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

1. Проведение замеров радиационного фона на территории скважин.
2. Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
3. Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

Согласно данной инструкции необходимо:

- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с Департаментом по защите прав потребителей Мангистауской области, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличие санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств

индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ.

Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы, места разливов нефти.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения и самой нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мбер/час, рабочие места на буровой оборудуются в соответствии с Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные приказом МЗ РК от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

Обобщение и анализ результатов работ по радиационной обстановке на нефтепромыслах позволил выявить ряд закономерностей, что основными причинами радиоактивного загрязнения, связанного с добычей, подготовкой и транспортировкой нефти или пластовой воды являются:

- сбросы углеводородосодержащих пластовых вод на поля испарения;
- скопление ржавчины, солей, отработанные накопители фильтров;
- металлоотходы;
- действующее оборудование.

Основная масса радиоактивного площадного загрязнения связана:

- с наличием пластовых вод в отходах бурения;
- с поступлением пластовых вод на поверхность почвы.

Основной вид воздействия этого загрязнения на население – через ветровой перенос пыли, поверхностный и подземный сток воды, выпас домашних животных на загрязненной территории и нахождение там человека.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения: МЭД (по гамма-излучателям); удельная альфа-активность; удельная бета-активность; эффективная удельная активность; исследование флоры участков техногенного воздействия.

Рекомендации по снижению радиационного риска

Предусмотренные проектом меры по обеспечению радиационной безопасности целесообразно дополнить отдельными видами наблюдений и контроля.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места и средства транспортировки нефти и газа, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и газом места утечки газа.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы.

Анализ данных исследований позволит иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду.

Кроме того, данные исследования позволяют принять конкретные технические решения, обеспечивающие оптимальную защиту окружающей природной среды при эксплуатации проектируемых объектов.

В период проведения проектируемых работ, при условии соблюдения требований радиационной безопасности, строительство и эксплуатация проектируемых объектов на месторождении Карамандыбас не *окажут радиационного воздействия на окружающую среду*.

В целом возможное физическое воздействие на окружающую среду в процессе работ, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить следующим образом:

Таблица 13.2 - Оценка возможного физического воздействия

Показатели воздействия		
Пространственный масштаб	**Временной масштаб**	**Интенсивность воздействия**
Вариант 1		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 2		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		
Вариант 3		
Локальный 1 балл	Многолетний 4 балла	Слабая 2 балла
Интегральная оценка 8 баллов – воздействие низкой значимости		

14. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

14.1 Социально-экономические условия района работ

Рассматриваемая площадь работ находится на территории Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км2, что составляет 6,1% от общей площади территории Казахстана.

Мангистауская область — промышленный регион, здесь добывают 25% нефти Казахстана, почти 20 млн. тонн нефти. Здесь проходит нефтепровод Актау-Жетыбай- Узень.

Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море и основан в 1963 году. В городе проживает 187,7 тыс. человек. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2693 км.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В настоящее время Мангистауская область – один из динамично развивающихся регионов Казахстана.

Об итогах социально-экономического развития Мангистауской области за январь – июль 2023 года

Население

Численность населения области на 1 июля 2023г. составила 777,2 тыс. человек, в том числе 352,2 тыс. человек (45,3%) - городских, 424,9 тыс. человек (54,7%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения области в январе-июне 2023г. по сравнению с январем-июнем 2022г. (8950 человек) уменьшился на 5,3% и составил 8471 человек. В январе-июне 2023г. зарегистрировано новорожденных на 4,2% меньше, чем за соответствующий период 2022г., умерших - на 2,6% больше.

Сальдо миграции положительное и составило 1628 человек (в январе-июне 2022г. - 1516 человека), в том числе во внешней миграции - 2170 (1698), во внутренней - - 542 человек (-182 человек).

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2023г. составили 208090 тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2022г. увеличение составило 12,1% по номинальным и уменьшение на 9,3% по реальным денежным доходам.

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных в I квартале 2023г. составила 18029 человек. Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 июля 2023г. составила 14613 человек, или 4,1% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в II квартале 2023г. составила 531208 тенге, прирост к II кварталу 2023г. составил 15,8 %. Индекс реальной заработной платы в II квартале 2023г. составил 98,6%.

Статистика цен

Индекс потребительских цен в июле 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 106,1%. Цены на продовольственные товары выросли на 5,8%, непродовольственные товары - на 6,2%, платные услуги для населения - на 6,3%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июле 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. повысились - на 4,8%.

Статистика предприятий

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 августа 2023г. составило 16953 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 4,4%, в том числе 16588 единицы с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 13757 единиц, среди которых 13394 единицы - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 14735 единицы и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 3,8%.

Торговля

Объем розничной торговли в январе-июле 2023г. составил 187,2 млрд. тенге или на 13,8% больше соответствующего периода 2022г.

Объем оптовой торговли в январе-июле 2023г. составил 260 млрд. тенге, или 136,8% к уровню соответствующего периода 2022г.

По предварительным данным в январе-июне 2023г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 108808,8 тыс. долларов США и по сравнению с январем-июнем 2022г. увеличилась на 8,3%, в том числе экспорт - 14526,8 тыс. долларов США (на 43,2% больше), импорт - 94282 тыс. долларов США (на 4,4% больше).

Реальный сектор экономики

Объем валового регионального продукта за январь-март 2023г. составил в текущих ценах 824518,8 млн.тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2021г. реальный ВРП увеличился на 13,6%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 44,2%, услуг 46,4%.

Объем промышленного производства в январе-июле 2023г. составил 1585880,3 млн. тенге в действующих ценах, что на 1,6% больше, чем в соответствующем периоде 2022г.

В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров объемы производства выросли на 0,6%, в обрабатывающей промышленности - на 9,2%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 7,2%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений объемы увеличилась - на 5,9%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-июле 2023г. составил 14300,2 млн. тенге, что больше, к соответствующему году 2022г. на 12,2%.

Объем строительных работ (услуг) составил 106226,0 млн.тенге, или 131,4% к январю-июлю 2022г.

Объем грузооборота в январе-июле 2023г. составил 16434,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 94,8% к январю-июлю 2022г. Объем пассажирооборота - 2124,6 млн. пкм, или 110,9% к январю-июлю 2022г.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июле 2023г. составил 523362,7 млн.тенге, или 145,9% к соответствующему периоду 2022г.

Финансовая система

Финансовый результат крупных и средних предприятий за III квартал 2022г. сложился за счет прибыли в сумме 126,6 млрд. тенге, что на 38,7% меньше аналогичного показателя соответствующего периода прошлого года. Уровень рентабельности составил 13,8%. Доля убыточных предприятий, среди общего числа отчитавшихся составила 26,2%.

Кредитные вложения банков второго уровня в отрасли экономики на конец декабря 2022г. составили 627,9 млрд. тенге. Удельный вес кредитов в иностранной валюте составил 7,7%. Депозиты физических лиц составили 325 млрд. тенге.

При условии соблюдения «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденным Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49, изменение санитарно-эпидемиологического состояния территории в результате намечаемой деятельности *не ожидается*.

Строительство объекта будет осуществляться подрядной организацией, с привлечением трудовых ресурсов из числа местного населения близлежащих населенных пунктов. Следует отметить, что опасные воздействия для социально-экономической сферы могут возникнуть в результате аварийных ситуаций. Однако, принятые проектом технические решения по обеспечению безопасности, которые учитывают все возможные чрезвычайные ситуации при строительстве и эксплуатации, а также постоянно разрабатываемые на предприятии мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что риск возникновения аварии маловероятен и может вызывать малозаметные изменения в социально-экономической среде.

14.2 Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду

Очевидно, что любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения материальных благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате неблагоприятных последствий.

Согласно требованиям «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», разработанных МООС РК (Астана, 2010 г.), в ходе оценки воздействия рассматриваются компоненты социально-экономической среды, представленные в Таблице 14.1.

Таблица 14.1- Компоненты социально-экономической среды, рассматриваемые в ходе предварительной оценки воздействия

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Доходы и уровень жизни населения	Перевозки грузов всеми видами транспорта
Здоровье населения	Услуги в области строительства
Демографическая ситуация	Технологии и услуги в области бурения скважин, КРС и ПРС

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Образование и научно - техническая сфера	Землепользование
Отношения населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Сельское хозяйство
Рекреационные ресурсы	Внешнеэкономическая деятельность
Памятники истории и культуры	

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб), масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб) и масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается 5-ти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия). Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий (Таблица 14.2).

Таблица 14.2- Градации воздействия на социально-экономическую среду

Градация воздействия	Критерий	Балл
Пространственные воздействия		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
Точечное	воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта	1
Локальное	воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов	2
Местное	воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов	3
Региональное	воздействие проявляется на территории области	4
Национальное	воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом	5
Временные воздействия		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
Кратковременное	воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев	1
Средней продолжительности	воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года	2
Долговременное	воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта	3
Продолжительное	продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность	4
Постоянное	продолжительность воздействия более 5 лет	5
Интенсивность воздействия		
Нулевое	воздействие отсутствует	0
Незначительное	положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя	1
Слабое	положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах	2
Умеренное	положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия средне-районного уровня	3
Значительное	положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия средне-областного уровня	4
Сильное	положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие условия средне-республиканского уровня	5

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный итоговый уровень воздействия, на конкретный компонент социально-экономической среды (Таблица 14.3).

Таблица 14.3 -Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от +1 до +5	Низкое положительное воздействие
от + 6 до +10	Среднее положительное воздействие
от +11 до +15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от - 1 до - 5	Низкое отрицательное воздействие
от - 6 до -10	Среднее отрицательное воздействие
от - 11 до -15	Высокое отрицательное воздействие

В Таблице 14.4 приведена предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду в период строительства и на этапе эксплуатации запроектированных объектов по всем вариантам.

Таблица 14.4-Предварительная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую среду

Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
СТРОИТЕЛЬСТВО				
Компоненты социальной сферы				
Трудовая занятость	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Высокое положительное +11 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Здоровье населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 баллов	Слабое Положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов
Демографическая ситуация	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное + 4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Землепользование	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Итоговая оценка: (+76) + (-0) = (+76) *Высокое положительное*				
ЭКСПЛУАТАЦИЯ				
Компоненты социальной сферы				
Трудовая занятость	Точечное положительное +1 балла	Постоянное положительное +5 балла	Незначительное положительное + 1 балл	Среднее положительное +7 баллов
Доходы и уровень жизни населения	Точечное положительное +1 балла	Постоянное положительное +5 балла	Незначительное положительное + 1 балл	Среднее положительное +7 баллов
Здоровье населения	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 баллов	Слабое Положительное +2 балл	Высокое Положительное +11 баллов

Компоненты воздействия	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Итоговое воздействие
Демографическая ситуация	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое положительное + 2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Образование и научно-техническая сфера	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Отношение населения к проектной деятельности и процессы внутренней миграции	Местное положительное +3 балла	Постоянное положительное +5 балла	Слабое Положительное +2 балл	Среднее Положительное +10 баллов
Охраняемые природные территории	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	Нулевое	Нулевое	Нулевое	Воздействие отсутствует
Компоненты экономической среды				
Экономическое развитие территории	Региональное положительное +4 балла	Постоянное положительное +5 балла	Значительное положительное + 4 балл	Высокое положительное +13 баллов
Итоговая оценка: (+68) + (-0) = (+68) *Среднее положительное*				

Проектная деятельность реализуется на существующем предприятии, которое стабильно работает и имеет стабильную прибыль, цель проекта удержаться уже на достигнутом уровне добычи продукции. Поэтому в период СМР заложено строительство значительного количества скважин и в следствии будет привлечено значительное количество подрядных организаций и как видно из таблицы увеличение трудовой занятости и увеличение доходов населения. В процессе эксплуатации месторождения возможно не значительное увеличение рабочего персонала, что не повлечет за собой значительного роста трудовой занятости и доходов населения.

В целом, при выполнении всех необходимых мероприятий и технических решений намечаемая деятельность по разработке месторождения Карамандыбас не окажет никакого негативного воздействия на социально-экономическую сферу. Можно утверждать, что при реализации проекта факторы положительного воздействия на социально-экономическую сферу намного превысят отрицательные.

Таким образом, в результате реализации Проекта разработки месторождения Карамандыбас ожидается положительный эффект в социально - экономическом аспекте.

Реализация проекта позволит улучшить ситуацию с занятостью персонала подрядных организаций, что является положительным фактом, одновременно будет способствовать возможностям расширения бизнеса и развития сопутствующих отраслей промышленности. Эти факторы окажут как прямое, так и косвенное воздействие на доходы и уровень жизни населения.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: экологическая и санитарно-эпидемиологическая обстановка в районах, демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения. К прямому положительному воздействию следует отнести повышение качества жизни персонала, задействованного при реализации проекта. Создание новых рабочих мест и увеличение личных доходов граждан будут сопровождаться повышением благосостояния и улучшением условий проживания населения. За счет роста доходов повысится их покупательная способность, соответственно улучшится состояние здоровья людей.

Потенциальными источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при проведении намечаемой деятельности могут быть:

- выбросы вредных веществ в атмосферу от работающей техники и оборудования;

- проявления физических факторов (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
- образование, транспортировка, утилизация/захоронение отходов производства и потребления.

Особо охраняемые территории и культурно-исторические памятники

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Каражанбас не выявлены.

Поэтому работы не могут оказать отрицательного воздействие на заповедные территории.

Выявленных памятников истории и культуры на площади проектируемых работ нет. В целом, планируемые работы не будут иметь никакого воздействия на состояние охраняемых историко-культурных памятников.

Интегральная оценка воздействия намечаемой деятельности на социально-экономическую сферу

В соответствии с принятой методикой оценки воздействия проектируемых работ на компоненты социально-экономической сферы, заключительным этапом оценки воздействия является интегральная оценка данного комплекса работ по всем трем градациям оценки с учетом мероприятий по смягчению отрицательных и усилению положительных воздействий.

В целом, при реализации проекта, слабое положительное воздействие будет оказано на многие компоненты социально-экономической среды. Из них: трудовая занятость, доходы населения, экономический рост и развитие, инвестиционная деятельность имеют лишь положительное воздействие. Такие компоненты как здоровье населения и отношения с местным населением испытывают умеренное воздействие как положительное, так и отрицательное. Только низкое отрицательное воздействие отмечено по землепользованию.

Таким образом, при реализации проекта факторы положительного воздействия несколько превысят отрицательные, а общее возможное воздействие намечаемой деятельности на социально-экономическую среду будет ***среднее положительным***.

14.3 Предварительная оценка воздействия на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде. Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно и может иметь экономические последствия, связанные с ликвидацией последствий выброса и устранением прорыва.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации. Маловероятно, что возникнет необходимость в привлечении местной рабочей силы для ликвидации аварии в случае выброса газа, разлива нефти, т.к. данная авария будет краткосрочной.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине

воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

15. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

Оценка воздействия проведена согласно "Методическим указаниям по проведения оценки воздействия на окружающую среду", Приказ Министра ООС от 29 октября 2010 года № 270-п.

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Сопоставление значений значимости воздействия по каждому параметру оценивается по бальной системе по разработанным критериям.

Пространственные масштабы воздействия на окружающую среду определяются с использованием 4 категорий по следующим градациям и баллам:

- *локальное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды, ограниченные рамками территории (акватории) непосредственного размещения объекта или незначительно превышающими его по площади. Воздействия, оказывающие влияние на площади до 1 км^2. Воздействия, оказывающие влияние на элементарные природно-территориальные комплексы на суше на уровне фаций или урочищ;
- *ограниченное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) площадью до 10 км^2. Воздействия, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне групп урочищ или местности;
- *местное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды на территории (акватории) до 100 км^2, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафта;
- *региональное воздействие* - воздействия, оказывающие влияние на компоненты природной среды в региональном масштабе на территории (акватории) более 100 км^2, оказывающие влияние на природно-территориальные комплексы на суше на уровне ландшафтных округов или провинции.

Таблица 15.1-Шкала оценки пространственного масштаба (площади) воздействия

Градация	Пространственные границы воздействия* (км ^{2} или км)		Балл
Локальное воздействие	площадь воздействия до 1 км^2	воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта	1
Ограниченное воздействие	площадь воздействия до 10 км^2	воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта	2
Местное воздействие	площадь воздействия от 10 до 100 км^2	воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта	3
Региональное воздействие	площадь воздействия более 100 км^2	воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта	4

**Примечание: Для линейных объектов преимущественно используются площадные границы, при невозможности оценить площадь воздействия используются линейная удаленность*

Временные масштабы воздействия определяются по следующим градациям и баллам:

- *кратковременное* воздействие - воздействие, наблюдаемое ограниченный период времени (например, в ходе строительства, бурения или вывода из эксплуатации), но, как правило, прекращающееся после завершения рабочей операции, продолжительность не превышает 6-х месяцев;
- воздействие *средней продолжительности* - воздействие, которое проявляется на протяжении 6 месяцев до 1 года;
- *продолжительное* воздействие - воздействие, наблюдаемое продолжительный период времени (более 1 года, но менее 3 лет) и обычно охватывает период строительства запроектированного объекта;
- *многолетнее* (постоянное) воздействие - воздействия, наблюдаемые от 3 лет и более (например, шум от эксплуатации), и которые могут быть периодическими или часто повторяющимися. Например, воздействие от регулярных залповых выбросов ЗВ в атмосферу. В основном относится к периоду, когда начинается эксплуатация объекта.

Таблица 15.2-Шкала оценки временного масштаба (продолжительности) воздействия

Градация	Временной масштаб воздействия*	Балл
Кратковременное воздействие	Воздействие наблюдается до 6 месяцев	1
Воздействие средней продолжительности	Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года	2
Продолжительное воздействие	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет	3
Многолетнее (постоянное) воздействие	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более	4

Величина (интенсивность) воздействия оценивается в баллах по таким градациям:

Таблица 15.3-Шкала величины интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Балл
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	1
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, Природная среда полностью самовосстанавливается.	2
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению	3
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)	4

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по четырем градациям и представлена в таблице 15.4.

Таблица 15.4- Значимость воздействия

Категории воздействия, балл	Категории значимости

Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	баллы	Значимость
Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1		
Ограниченное 2	Средней продолжительности 2	Слабое 2	1- 8	Воздействие низкой значимости
Местное 3	Продолжительное 3	Умеренное 3	9- 27	Воздействие средней значимости
Региональное 4	Многолетнее 4	Сильное 4	28 - 64	Воздействие высокой значимости

Для представления результатов оценки воздействия приняты три категории значимости воздействия:

- *воздействие низкой значимости* имеет место, когда последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность;

- *воздействие средней значимости* может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости;

- *воздействие высокой значимости* имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Для определения интегральной оценки воздействия результаты оценок воздействия на компоненты окружающей среды сведены в табличный материал.

Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия, представлена в таблице 15.5.

Таблица 15.5- Интегральная оценка воздействия по компонентам окружающей среды, в зависимости от показателей воздействия

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка (в баллах) и категория значимости воздействия
	пространственный масштаб	временный масштаб	интенсивность	
Атмосферный воздух	местный (3)	многолетний (4)	незначительная (1)	12 баллов
Поверхностные воды	отсутствует			
Подземные воды	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Недра	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Почва	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 балла
Отходы	локальный (1)	многолетний (4)	незначительная (1)	4 балла
Растительность	ограниченный (2)	многолетний (4)	умеренная (3)	24 балла
Животный мир	ограниченный (2)	многолетний (4)	слабая (2)	16 баллов
Ландшафты	локальный (1)	многолетний (4)	незначительная (1)	4 балла
Физическое воздействие	локальный (1)	многолетний (4)	слабая (2)	8 баллов
Радиационное воздействие	отсутствует			
Интегральная оценка		***4-24 балла – воздействие средней значимости***		

«Проект разработки месторождения Карамадынбас» предусматривает рассмотрение нескольких вариантов разработки добычи углеводородов с целью анализа эффективности и выбора рационального варианта в условиях снижения производственных показателей, для повышения рентабельности эксплуатации месторождения. Повышение производственных показателей месторождения напрямую зависит от количества и дебита эксплуатационного фонда скважин (строительство новых скважин) и рационального метода эксплуатации месторождения, который выбирается с помощью анализа представленных вариантов разработки. Подвергая анализу все предложенные варианты разработки месторождения Каражанбас нельзя опираться только на экономические, экологические либо социальные аспекты при реализации разработки месторождения. При анализе разработки месторождения необходимо рассматривать все критерии эффективности разработки месторождения. При этом наиболее рациональным считается именно тот вариант, что обеспечивает максимум экономической эффективности. Также необходимо отметить, что при разработке месторождения очень трудно разделять оценку воздействия при строительстве запроектированных объектов от их дальнейшей эксплуатации, т.к. в рамках данного проекта разработка месторождения будет реализовываться уже на существующем месторождении со сложившейся инфраструктурой, так же учитывая, что период разработки по данным проекта планируется до 2043 года и каждый год осуществляется поэтапное строительство запроектированных объектов, разделять оценку воздействия на периоды (строительство/эксплуатация) реализации разработки месторождения нет смысла.

Анализируя вышеперечисленные категории воздействия проектируемых работ на окружающую среду, можно сделать общий вывод, что значимость ожидаемого экологического воздействия ***при реализации рекомендуемого варианта №2 на период разработки месторождения допустимо принять как воздействие средней значимости.***

Дополнительная антропогенная нагрузка не приведет к существенному ухудшению существующего состояния природной среды в районе месторождения, при условии соблюдения проектных решений и природоохранного законодательства Республики Казахстан.

Трансграничные воздействия на окружающую среду при разработке месторождения Карамандыбас не ожидаются.

Намечаемая деятельность, при условии соблюдения технических решений (штатная ситуация), не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

Комплексная оценка воздействия намечаемой деятельности на компоненты окружающей среды позволяет подтвердить решение по выбору варианта разработки месторождения Карамандыбас и сделать вывод, что ***вариант №2 является приемлемым с экологической точки зрения.***

Соблюдение регламента работ, техники безопасности, проведение технической рекультивации и проведение природоохранных мероприятий, сведут к минимуму воздействие работ на окружающую среду.

Для оценки состояния окружающей среды и прогнозов развития компания проводит постоянные наблюдения и инструментальные замеры. В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

16. АНАЛИЗ ВЕРОЯТНОСТИ (РИСКА) ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ

АО «Озенмунайгаз» имеет разработанный и внедренный на предприятии План ликвидации аварий (ПЛА), который регламентирует порядок ликвидации аварий, их способы ликвидации и мероприятия по предотвращению разлива и загорания нефти, мероприятия по сбору и утилизации разлитой нефти и ликвидации последствий разлива, мероприятия при пожаре или взрыве, план действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствии загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

В целях обеспечения безаварийности производства и повышения эффективности производственных процессов на предприятии проводятся профилактические работы по выявлению и диагности возможных повреждений оборудования.

Экологические риски принято оценивать, как вероятность наступления неблагоприятного с точки зрения воздействия на ОПС события (количественная мера опасности). В таком случае величина экологического риска будет выражена в долях единицы или в процентах вероятности.

Для экономической оценки экологических рисков (определения эколого-экономического риска) используются показатели ущерба ОПС. При этом значение риска будет определяться произведением показателя вероятности неблагоприятного события и экономического ущерба от его наступления, а оценка риска выражается в денежных единицах. Понятие ущерба связывается с ухудшением состояния или даже гибелью объекта (элемента ОС), которые характеризуются определенным размером потерь. В связи с этим принято все предприятия делить на три группы опасности для ОС:

- функционирующие с риском, полностью приемлемым для ОС (малоопасные предприятия);
- функционирующие с риском, приемлемым частично для ОС (опасные предприятия);
- функционирующие с риском, полностью неприемлемым для ОС (особо опасные предприятия).

Эколого-экономические риски определяются как риски экономических потерь, ущербов, которые могут возникать вследствие ухудшения состояния (качества) ОС (экологических нарушений). Состояние (качество) компонентов ОС в первом приближении может быть определено с помощью критериев оценки экологической обстановки для выявления зон ЧС и экологического бедствия.

Контроль, как со стороны работодателя, так и производителя, необходим для предотвращения и страхования возможных убытков, банкротств и ответственности за экологические последствия аварий, в т.ч. с оборудованием, нанесших большой материальный ущерб.

Примерами аварий можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Анализ и оценка степени риска

Анализ риска - это часть системного подхода к принятию технико-технологических, экономических и других решений и практических мер, которые должны быть отражены в проектах на строительство скважин, с целью предупредить или уменьшить опасность промышленных аварий для жизни человека, ущерба имуществу предприятия и

окружающей среде, называемого *обеспечением промышленной безопасности*.

Обеспечение промышленной безопасности включает в себя сбор и анализ информации обо всех случаях нарушений, связанных со строительством скважин. Анализ информации позволяет определить и заложить в проект меры по контролю и недопущению причинения ущерба кому-либо или чему-либо.

Основная задача анализа риска заключается в предоставлении объективной информации о состоянии:

- трудовой дисциплины на предприятии;
- производственного объекта (буровой);
- обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;
- проведение организационно-технических мероприятий и др.

Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций рассматривается нами раздельно для процесса строительства скважины и процесса строительства и эксплуатации нового технологического оборудования установок (ГУ, ЗУ и УПСВ).

16.1 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций

При строительстве скважин основные причины риска следующие:

- травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;
- нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ недостатков при строительстве скважин позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в проект оптимальные решения.

Анализ видов и последствий отказов

Этот вид анализа применяется для качественной оценки безопасности технических систем. В нашем случае, при строительстве скважин, рассмотрены три основных вида отказа, при которых может быть нанесен ущерб персоналу, населению, окружающей среде, оборудованию.

Критерии отказов по тяжести последствий:

Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый ущерб окружающей среде;

Второй - критический (некритический) - угрожает (не угрожает) жизни людей, потере объекта, окружающей среде;

Третий - с пренебрежимо малыми последствиями - не относящимися по своим последствиям ни к одной из первых двух категорий.

Категории отказов (степень риска отказов):

A - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Таблица 16.1- Матрица «вероятность - тяжесть последствий»

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофический отказ	Критический отказ	Некритический отказ	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ МО$^{-2}$	A	A	B	C
Возможный отказ 10"^{2}-10-^{4}	A	B	B	C
Редкий отказ 10^{-4}-] О'^{6}	A	B	C	D
Невероятный отказ < 10"^{6}	B	C	**C**	D

На основе анализа, в таблице 16.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 500 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Таблица 16.2- Вероятность возникновения аварийных ситуаций

Вид аварии	Вероятность
	Эксплуатационное бурение
1. Поломка бурильных труб	0,022
2. Аварии с долотом	0,04
3. Падение в скважину посторонних предметов	0,005
4. Прихват бурильных колонн	0,06
5. Неудачный цементаж	0,0001
6. Прихват обсадных труб	0,001
7. Поломка забойных двигателей	0,001
8. Прочие виды аварий	0,002

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

Рав = Рт х Nскв х L / 1000,

где: Рт - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;.

NCKB- количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

В общем виде степень риска для источника загрязнения [28] определяется по формуле:

$$\boldsymbol{R = \sum Qi * Di * Ei * Pi * Ki * Ci}$$

где: R - стоимостная оценка риска, млн руб./год; i - источник ЗВ; Q - объем выброса, т/год; D - характеристика распространения загрязнений; E - модель экспозиции загрязнений на людей и экологические объекты (кратность ПДК во временных координатах); P - демографический фактор; K - вероятность события или вероятность поражения объекта; C - стоимостный эквивалент события: стоимость загрязнения питьевой воды (м3), почвы (га), человека (стоимость лечения или жизни и т.д.).

В качестве коэффициентов вероятности события использованы следующие величины:

- вероятность аварии при бурении скважины с выбросом пластового флюида, равная 9 * 10-4 скв./ год (выборка статистических данных);
- вероятность поражения человека при воздействии токсиканта при С/ПДК = 1, равная 10-5 чел./ год (результаты экспертных оценок: Wilgon R. Analysis the Daily Risk Life// Technology Review. February, 1979. P.45).

Величина $\boldsymbol{Qi * Di * Ei}$ определяется с помощью физико-математических моделей распространения веществ в приземном слое воздуха. Поле концентраций токсиканта С/ПДК > 1 разбивается на зоны с различными кратными значениями ПДК и определяется число людей, находящихся в каждой зоне ($\boldsymbol{Pi}$).

Цикл строительства скважины состоит из нескольких этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение.

Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть: выявление

опасностей и количественная оценка риска с учетом воздействия поражающих факторов аварии на персонал, население, материальные объекты, окружающую природную среду. Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации.

Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

Третий этап - освоение скважины или вызов притока. Здесь целью риск-анализа может быть выявление опасностей и оценка последствий аварий.

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

С целью обеспечения соответствия строительства скважин утвержденным проектам проводится авторский надзор. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется геологической информации в процессе бурения, производства ГИС, вскрытия и испытания промышленных и перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин. Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

На втором этапе строительства

Риск в основном связан с человеческим фактором, связан с халатностью, различными нарушениями техники безопасности и технологии проводки скважины со стороны исполнителя. Для исключения риска при бурении скважин упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- сдача экзаменов по профессии и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации ГНВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

- администрацией бурового предприятия;
- круглосуточный контроль со стороны ИТР за действиями вахты и обстановкой на скважине;

- проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, инспекторами Госгортехнадзора, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, производство ИПТ, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока и др.).

К техническим мероприятиям относятся:

- проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание вышки;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
- применение высококачественных материалов и химреагентов; применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов. превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.
- вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказанием, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- обвязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;
- обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;
- отвод пластовой жидкости из бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

Рассмотренные мероприятия позволяет исключить фактор отказа. Тем не менее, рекомендуется проводить анализ риска и принятие мер безопасности.

На этапе освоения

При анализе степени риска на этапе освоения следует учитывать наличие конкретных проверенных данных по скважине. Поэтому, критерии приемлемого риска здесь определены до начала проведения работ, т.е. сделан анализ, который дает возможность определить, какой технологический этап требует более серьезного анализа и какие представляют наибольший интерес с точки зрения безопасности. Перечень нежелательных примеров, приводящих к аварии, здесь незначителен, поэтому серьезный анализ не делается ввиду малой опасности.

16.1.1 Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды

Авариями в процессе капитального ремонта скважины называют нарушения технологического процесса проводки скважины, вызываемой потерей подвижности труб или их поломкой с оставлением в скважинах элементов колонны труб, различных предметов, инструментов, для удаления которых требуется специальные трубы.

В зависимости от причин их возникновения аварийные ситуации классифицируют на следующие виды:

- аварии с бурильными трубами – оставление в скважине частей бурильных колонн (переводники, муфты, замки, калибраторы, центраторы, стабилизаторы);
- прихваты колонн бурильных и обсадных труб – заклинивание их в стволе скважины, прижатие труб к стенкам под действием перепада давления в стволе или пласте, при образовании сальников, обвалах и осыпях;
- аварии с долотами – оставление в скважине долота, расширителя или их частей;
- аварии с обсадными колоннами – обмыв труб в резьбовые соединениях и по телу трубы;
- аварии вследствие неудачного цементирования – повреждение обсадных труб, неподъем цементного раствора, оставление раствора в колонне;
- аварии с забойными двигателями – оставление их на забое скважины целиком или от отдельных узлов;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии – оставление в скважине испытателей пластов, геофизических приборов, кабеля, открытые нефте-, газо-, водопроявления (фонтаны).

Наиболее частыми аварийными случаями, встречающимися на практике, являются аварии с бурильными трубами. Одной из основных причин являются – совокупность всех напряжений, возникающих в трубах при разностенности труб, наличие внутренних напряжений в трубах и дефектах резьбового соединения. Наибольшее количество аварий с бурильными трубами связано с разъеданием резьбового соединения буровым раствором.

Основными мерами, направленными на предупреждение аварий с бурильными трубами, являются:

- организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;
- технически правильный монтаж замков и труб, подбору замков к трубам по натягу, и принудительном закреплении замка в подогретом состоянии;
- профилактическая проверка всех труб после окончания буровых работ путем замера, осмотра испытания;
- использование предохранительных колпаков и колец для резьбы замков;
- применение устройств, обеспечивающих снижение вибрации бурильных труб;
- снабжение буровых специальными смазками.

В бурении для подъема колонны труб из скважины часто требуется приложить усилие, превышающие вес самой колонны. Иногда для сдвига колонны с места и подъема необходимо усилие, близкое к предельному, допускаемому прочностью труб или даже превышающего его. Это происходит в результате затяжек колонны, называемых прихватами. Прихват – осложнение, вызванное нарушением технологии бурения или

недостаточно правильным учетом особенностей геологического строения. Пытаясь устранить прихват, часто прилагают усилие, при котором колонна обрывается. Прихват осложняется аварией. Для избежания и предупреждения затяжек и прихватов необходимо добавлять в буровой раствор вещества, обладающие повышенной смазывающей способностью, понижать избыточное давление в скважине, предотвращать желобообразования и тщательной очищать раствор и уменьшать липкость фильтрационных корок.

Возникновение осыпей и обвалов пород и сужение стволов проявляется в повышении давления в нагнетательной линии насосов при промывке, выносе на поверхность большого количества песка и крупных обломков пород, значительном увеличении усилия, затрачиваемого для приподнимания колонны труб. Одна из причин осложнений – изменение напряженного состояния в породе. Осыпи и обвалы появляются при резком уменьшении давления раствора на стенки скважины при газонефтяном выбросе и при опробовании пласта. В результате осыпей и обвалов пород образуются каверны, затрудняется вынос выбуренной породы, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами.

В случае наличия в горной породе раскрытых трещин, каналов и превышения бурового раствора на стенки скважины над пластовым давлением происходит поглощение раствора. Причинами возникновения данной ситуации может быть высокое гидродинамическое давление, возникающее при промывке скважины и обусловленное большой скоростью течения, небольшим зазором между колонной труб и стенкой скважины, при спуске колонны с большой скоростью.

Для устранения поглощения промывочной жидкости применяют следующие меры:

- уменьшение плотности бурового раствора;
- снижение скорости течения бурового раствора в затрубном пространстве;
- задавливание в пласт раствора с высоким предельным статическим напряжением сдвига и быстрым темпом структурообразования и оставление скважины в покое на несколько часов;
- добавление волокнистых и гранулированных материалов для закупорки ими трещин;
- бурение без выхода циркуляции с ориентацией на то, что выбуренные частицы постепенно заполняют трещины и каналы пласта;
- намывание инертных крупнозернистых материалов (гравий, песок);
- перекрытие зоны поглощения обсадными трубами.

Если пластовое давление хотя бы в одном из горизонтов превышает давление, создаваемое буровым раствором, может возникнуть приток жидкости в скважину. Приток может также наблюдаться при недостаточной дегазации раствора, при понижении уровня раствора в скважине. Газ проникает в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно интенсивно этот процесс происходит при длительных остановках буровых работ. При циркуляции буровой раствор выносит пузырьки газа на поверхность. Находясь на забое скважины давление на пузырьки газа довольно высокое, отчего их размеры чрезвычайно малы. Однако по мере приближения к устью скважины давление на них уменьшается, и размеры пузырьков увеличиваются. Часть бурового раствора выбрасываются, давление на

стенки скважины понижается, что приводит к открытому фонтанированию. Подобные проявления приводят к порче оборудования, остановки буровых операций, возможны взрывы и пожары.

Во избежание нефте-, газо-, водопроявлений необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- вести постоянное наблюдение за качеством бурового раствора;
- использовать буровой раствор с небольшой водоотдачей, возможно меньшим статическим напряжением сдвига;
- повышать плотность раствора до уровня, необходимого для подержания небольшого избытка давления в скважине над пластовым, но меньше того, при котором начинается разрыв пород и поглощение раствора;
- дегазировать буровой раствор, выходящий из скважины и при необходимости менять на раствор с большой плотностью;
- регулировать уровень раствора так, чтобы он находился всегда у устья;
- не оставлять скважину на длительное время без промывки.

При возникшем неуправляемом фонтанировании необходимо, прежде всего, герметизировать устье скважины, канал бурильных труб и информировать руководство. Работы по ликвидации нефте-, газопроявлений должны проводиться по специализированному плану, разработанному до начала ведения работ. В случае начала открытого фонтанирования буровая должна быть обесточена, произведена полная установка двигателей. На территории ведения работ необходимо потушить технические и бытовые топки, остановить ДВС, движение транспорта, принять меры по сбору изливающейся жидкости.

16.1.2 Организация работ при аварии

Ловильные работы и ликвидации прихватов – весьма ответственные операции, неумелое ведение которых может привести к серьезным поломкам бурового оборудования и вышки, гибели скважины и нечастным случаям с людьми. Поэтому о возникновении аварий бурильщик обязан немедленно известить бурового мастера, а в случае его отсутствия – руководителя участка, не приостанавливая проведения первоочередных мер по ликвидации аварии. В случае затянувшейся ликвидации аварий, но не позднее чем через 5 дней с момента ее возникновения, составляется план ликвидации аварий, утверждаемый руководством бурового предприятия. Все мероприятия по ликвидации аварий необходимо выполнять быстро и организованно, чем дольше находиться инструмент в скважине, тем труднее его извлечь. При ликвидации аварий в скважине допускаются повышенные нагрузки на буровое оборудование, отдельные его узлы и бурильную колонну. При проведении работ по ликвидации аварий на площадке необходимо руководствоваться, прежде всего, «Правилами техники безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан» и «Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях». С целью предупреждения аварийных ситуаций необходимо перед началом ведения основных технологических операций провести инструктаж членов бригады по ликвидации аварий. Кроме того, периодически проводить учебные тревоги.

16.1.3 Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной

жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;
- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;
- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При нефтегазопроявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине);
- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;
- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок, для чего углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;
- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны, о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихвато-безопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;
- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;
- установить интенсивность проявления газа в процессе бурения и промывок в буровом растворе. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется;
- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;
- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;
- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;
- не следует проводить кратковременные промежуточные промывки при наличии газированных забойных пачек;
- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности

промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост;

- о замеченных признаках газо-, нефте-, водопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.

Выводы

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта полностью, можно считать, что геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями.

В течение последних десятилетий геолого-технические службы ежегодно рассматривают реальные геологические условия месторождений, на которых ведутся работы по бурению скважин, с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважин, контроль со стороны вышестоящих органов и систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

16.2 Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации нового технологического оборудования установок и трубопроводов (ГУ, ЗУ и УПСВ)

16.2.1 Аварийные ситуации, обусловленные природными факторами

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природно-климатическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки и грозовые явления.

Согласно данным сейсмического районирования территория прохождения трубопровода не входит в зону риска по сейсмоактивности.

В соответствии с СП РК 2.03-30-2017, сейсмичность участков строительства на месторождении составляет 6 баллов по шкале Рихтера. Землетрясение может разрушить разработанную стабильность системы и подстилающие структуры, серьезный ущерб инфраструктуре маловероятен. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

В результате неблагоприятных метеоусловий, таких как сильные ураганные ветры, повышенные атмосферные осадки, могут произойти частичные повреждения оборудования, кабельных линий электропередач.

Описываемая территория расположена в условиях резко континентального климата, с жарким и сухим летом и умеренно холодной и малоснежной зимой. Вероятность возникновения указанных чрезвычайных ситуаций незначительная, за исключением ветров ураганной силы и пожаров. Пожары могут быть инициированы как природными факторами

(грозы), так и неосторожным обращением персонала с огнем и нарушением правил техники безопасности.

16.2.2 Аварийные ситуации, обусловленные антропогенными факторами при строительстве

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

- аварии с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на оборудовании, разливы ГСМ при проведении строительных работ.

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

При оценке риска намечаемой деятельности на планируемой территории можно выделить такие потенциально опасные объекты, как строительная спецтехника и автотранспорт.

В производственном процессе участвуют и используются:

- дизельное топливо для спецтехники и автотранспорта, отнесенное к категории взрыво-пожароопасных и вредных веществ;
- оборудование с вращающимися частями;
- грузоподъёмные механизмы.

Выезд транспорта в неисправном, его опрокидывание могут привести к возникновению аварий и, как следствие, к утечке топлива. Утечка топлива, в свою очередь, может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова и подземных вод в результате фильтрации атмосферных осадков через загрязненный почвенный слой. Площадь такого загрязнения небольшая (порядка нескольких квадратных метров). Количественные показатели загрязнения зависят от размеров бака автомобиля (максимум 120 л).

И хотя площадные и временные масштабы подобных загрязнений обычно небольшие, интенсивность их довольно высока. Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ.

Кроме прямого загрязнения почвенного покрова и уничтожения растительности, аварии автотранспортных средств с разливом топлива могут быть причиной загрязнения подземных вод.

Техногенные факторы потенциально более опасны. При реализации проектных решений возможны локальные аварии, возникающие при утечках дизельного топлива и ГСМ. К процессам повышенной опасности следует отнести погрузочно-разгрузочные операции.

Характер воздействия - кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная, меньшая, чем вероятность дорожно-транспортных происшествий, риск которых оценивается в 1×10^{-4}.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Одним из мероприятий, предупреждающих аварийные ситуации с автотранспортом и другой строительной техникой, занятыми при производстве работ, является своевременная диагностика используемой техники (неисправные техника и оборудование не должны допускаться на участок работ).

Вероятные аварии с разливом ГСМ

Аварии с разливом ГСМ являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера. Масштабы аварий носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой. По последствиям для окружающей среды подобные аварии ведут к загрязнению нефтепродуктами поверхностных, подземных вод и почвенного покрова. В отдельных случаях аварии этого рода осложняются возгоранием нефтепродуктов, и, как следствие, загрязнение атмосферы ядовитыми продуктами сгорания.

16.2.3 Мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций в период строительно-монтажных работ

Осуществление строительно-монтажных работ будет вестись поэтапно и по степени экологической опасности последствий является безопасным производственным процессом, и аварийные ситуации могут быть связаны только с неисправным технологическим оборудованием и техникой, что напрямую связано с человеческим фактором. Строительные работы не требуют обязательной оценки экологического риска, но так как в процессе работ используются пожароопасные вещества (дизельное топливо, ГСМ), поэтому далее будет рассматриваться вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение аварийных ситуаций, при строительных работах являются:

- профилактический осмотр спецтехники и автотранспорта;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение строительных работ на площадке.

При аварийных утечках дизельного топлива и ГСМ с учетом запроектированных требований к строительству площадки, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Возникновение таких аварийных ситуаций маловероятно из-за высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, такие предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования аварийные выбросы сводятся к минимуму или исключаются полностью.

16.2.4 Анализ возможных аварий в период эксплуатации объектов

Наиболее вероятными аварийными ситуациями, которые могут возникнуть при эксплуатации, являются:

- выброс газа при разгерметизации нефте и газопровода;
- разливы нефти и пластовых вод при разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов.

Разгерметизация трубопроводов и технологического оборудования возможна в случае превышения давления при нарушении условий ведения техпроцесса.

Степень риска для каждого объекта зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу нефти и пластовой воды, выбросу в атмосферу природного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

При наиболее экологически опасных авариях выброс газа, разлив нефти с возгоранием, воздействия будут оказываться на все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, почвенный слой, растительность и животный мир. В результате аварии в атмосферу будет выброшен значительный объем продуктов горения. Высокая рассеивающая способность атмосферы региона не будет способствовать локальному накоплению продуктов сгорания, однако в непосредственной близости от места аварии, вероятнее всего, будет иметь место кратное превышение ПДК по оксидам азота и углерода.

Воздействие на почвы может выразиться в ликвидации почвенного слоя в месте горения (за территорией промплощадок скважин), в обжиге грунтов поверхностного слоя и выгорании гумуса, что повлечет за собой утрату структуры почв и плодородия.

В радиусе нескольких сот метров может выгореть растительность, однако на следующий сезон она полностью восстанавливается за исключением эпицентра пожара, где плодородные свойства почв будут утрачены.

В результате такой аварии погибнут практически все насекомые, пресмыкающиеся и грызуны, находящиеся в эпицентре аварии. После ликвидации аварии насекомые и грызуны, как правило, вновь осваивают нарушенные местообитания при условии восстановления там кормовой базы в течение следующего сезона. Воздействие на наземных млекопитающих и птиц будет значительно меньше, они в силу своей мобильности покинут зону бедствия.

Данный сценарий аварий отражает самый пессимистический вариант и оценивается как маловероятный.

Однако теоретическая вероятность события существует, и для минимизации последствий подобной чрезвычайной ситуации должен быть разработан детальный технический план ликвидации аварии, сценарии действия членов буровых бригад, проведены учения и подготовлены необходимые средства и материалы для реабилитации нарушенных участков.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из приведенной матрицы в таблице 16.3.

Предлагаемые матрицы – это специальные таблицы, где столбцы соответствуют компонентам окружающей среды, в которых проявились негативные последствия намечаемой деятельности, а строки соответствуют градациям уровням тяжести этих последствий. На пересечении строк и столбцов, при помощи условных значков (например, значка «х») и отражается уровень риска.

В матрице экологического риска, показанной в таблице 16.3, используются баллы значимости воздействия, полученные при оценке воздействия аварий.

Если вероятность появления конкретного воздействия крайне мала, то даже при высокой значимости воздействия, вероятность негативных последствий может соответствовать низкому экологическому риску (терпимый риск).

В матрице использована следующая градация риска:

- В - высокая величина риска;
- С - средняя величина риска;
- Н - низкая величина риска.

В соответствии с международной практикой маркировки опасностей (риска), наиболее высокий риск можно маркировать красным цветом, средний – желтым и низкий – зеленым.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока производственной деятельности.

Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год. По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды.

Каждой степени изменения соответствует значимость воздействия, которая определяется по методике оценки воздействия для штатной ситуации.

Таблица 16.3- Матрица оценки уровня экологического риска

Значимость воздействия, балл	Компоненты природной среды	Частота аварий (число случаев в год)					
		$<10^{-6}$	$\geq10^{-6}<10^{-4}$	$\geq10^{-4}<10^{-3}$	$\geq10^{-3}<10^{-1}$	$\geq10^{-1}<1$	≥1
		Практически невозможная (невероятная) авария	Редкая (Неправдо-подобная) авария	Мало-вероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая авария
0-10		Н	Н	Н	Н	Н	Н
11-21		Н	Н	Н	Н	С	С
22-32		Н	Н	Н	С	С	В
33-43		Н	Н	С	С	В	В
44-54		Н	С	С	В	В	В
55-64		С	С	В	В	В	В

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определялся следующим образом:

– *Низкий* – приемлемый риск/воздействие;

– *Средний* – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;

– *Высокий* – риск/воздействие неприемлем.

Таблица 16.4- Сводная таблица результатов оценки экологического риска

Значимость воздействия, в баллах	Компоненты природной среды					Частота аварий					
						$<10^{-6}$	$^{3}10^{-6}<10^{-4}$	$^{3}10^{-4}<10^{-3}$	$^{3}10^{-3}<10^{-1}$	$^{3}10^{-1}<1$	$^{3}1$
	Атмосферный воздух	Почва	Подземные воды	Растительность	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
При строительстве											
Природные риски											
0-10	1	1	1	2	1		*****				
Антропогенные риски											
0-10	1	1	1	2	1				*****		
При эксплуатации											
Природные риски											
0-10	2	3	2	3	3		*****				
Антропогенные риски											
0-10	2	3	2	3	3			*****			

При проведении проектных работ экологический риск оценивается как *низкий – приемлемый риск/воздействие*.

16.2.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль, а также:

- строгое выполнение проектных решений при проведении строительных работ;
- обязательное соблюдение всех правил эксплуатации технологического оборудования при строительстве и эксплуатации объектов;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- контроль за наличием спасательного и защитного оборудования и умением персонала им пользоваться;
- своевременное устранение утечки во время работы механизмов;
- использование контейнеров для сбора отходов производства и потребления.

Компания в полной мере должна осознавать свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на заводе и взаимодействовать с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Предприятием должен быть разработан План ликвидации аварий (ПЛА), в котором с учетом специфичных условий предусматривается оперативные действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний, максимальному снижению тяжести последствий. Планом ликвидации аварий должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Планы

ликвидации аварии должны составляться в соответствии с требованиями нормативных документов, согласованными с Гортехнадзором РК.

При разработке плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

В рамках данного проекта техническими решениями для предупреждения развития аварий и локализации аварийных выбросов на технологических установках предусмотрено следующее:

- герметизированная схема технологического процесса;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов,
- высокий уровень автоматизации производственных процессов и дистанционный контроль (системы аварийного оповещения и связи),
- размещение вредных и взрывопожарных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- технологические методы защиты от коррозии,
- после сдачи проектируемых объектов в эксплуатацию будет производиться жесткий контроль за изменением толщины стенки трубопровода, появлением микротрещин наземного оборудования и трубопроводов.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов, коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Все площадки будут выполнены с твердым покрытием и устройствами для сбора дренажа.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

В случае фиксирования аварийных ситуаций, связанных с загрязнением окружающей среды, руководство предприятия должно проинформировать о данных фактах

областной Департамент экологии, принять меры по ликвидации последствий после аварий, определить размер ущерба, причиненного компонентам окружающей среды, осуществить соответствующие платежи в фонд охраны природы. Своевременная ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую природную среду.

После устранения аварийной ситуации на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций. План детализации мониторинга должен быть разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации. После ликвидации аварийной ситуации вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории, в том числе в течение двух лет после её завершения.

Технические решения, предусмотренные в проекте, обеспечивают безопасность, учитывают все возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Технологическое оборудование проектируемых объектов и всего предприятия в целом должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, что значительно снизит вероятность возникновения аварий.

Своевременное и качественное проведение осмотров, регулировок, ревизий и ремонтов оборудования и приспособлений, соблюдение правил безопасности и производственных инструкций, своевременное проведение инструктажей приведет к исключению возникновения аварий.

16.2.6 Разработка плана действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнения земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).

Согласно ст. 211 ЭК РК при возникновении аварийной ситуации на объектах I и II категорий, в результате которой происходит или может произойти нарушение установленных экологических нормативов, оператор объекта безотлагательно, но в любом случае в срок не более двух часов с момента обнаружения аварийной ситуации обязан сообщить об этом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и предпринять все необходимые меры по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха вплоть до частичной или полной остановки эксплуатации соответствующих стационарных источников или объекта в целом, а также по устранению негативных последствий для окружающей среды, вызванных такой аварийной ситуацией.

Предприятием должен быть разработан *План ликвидации аварий* (ПЛА), в котором с учетом специфичных условий предусматривается оперативные действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации, исключению загораний, максимальному снижению тяжести последствий. Планом ликвидации аварий должны предусматриваться меры по выводу в безопасное место людей, не связанных непосредственно с ликвидацией аварии. Планы ликвидации аварии должны составляться в соответствии с требованиями нормативных документов.

При разработке плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

На случай возникновения неконтролируемой ситуации на всех объектах, в каждом подразделении АО «Озенмунайгаз» разработаны и действуют Планы ликвидации аварий, в которых определены организация и проведение аварийно-восстановительных работ, в т.ч. по ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

При обнаружении аварийных выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, т.е при угрозе возникновения чрезвычайной экологической ситуации техногенного характера диспетчер объекта обязан немедленно об этом информировать соответствующие технические службы, а также руководство службы ОТ, ТБ и ООС для приятия мер по нормализации обстановки, а оно, в свою очередь, должно информировать государственные органы охраны окружающей среды и другие ведомства в установленном законодательством порядке.

Примерный план действий в чрезвычайных ситуациях по индивидуальному предупреждению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды

Согласно закона «О гражданской защите» и Экологического кодекса РК при аварийных ситуациях предприятие должно оповестить следующие государственные органы:

- Департамент экологии по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 301289, 301293
- Департамент по чрезвычайным ситуациям Мангистауской области, тел.: 8(7292) 426844
- ГУ «Служба пожаротушения и аварийно-спасательных работ ДЧС по Мангистауской области МЧС РК», тел.: 8 (7292) 507992, 303200
- Филиал ГУ центр медицины катастроф МЧС РК по Мангистауской области, тел.: 8(7292) 441014
- Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности МЧС РК по Мангистауской области, тел. 8(7292) 52-66-93.
- МФ «Ак Берен» ТОО «РЦШ ПВАСС», тел. 8(7292) 30-12-30
- Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области, тел. 8(7292) 501909.

При загрязнении почвы и угрозе поступления загрязняющих веществ в подземные воды в результате аварийного разлива пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов:

- обеспечить оперативную локализацию источника (сооружение земляного амбара или дамбы для предотвращения растекания жидкости),

- сбор разлитых пластовых вод, нефти и нефтепродуктов, химреагентов (использование сорбирующих материалов)
- уборка территории,
- рекультивация мест аварийного загрязнения,
- передача отходов на утилизацию/переработку,
- учет масштабов загрязнения, заполнение актов, журналов.

При аварийных выбросах в атмосферный воздух:

- оперативное устранение источника аварийного выброса, актирование, учет масштабов загрязнения,
- проведение аналитических/лабораторных исследований воздуха района загрязнения,
- предоставление всех актов и иной информации по аварийной ситуации в государственные органы.

Воздействие на поверхностные водные ресурсы в случае чрезвычайной ситуации не ожидается в виду значительной удаленности водного объекта – Каспийского моря.

17. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов окружающей природной среды.

17.1 Меры по соокращению воздействия на атмосферный воздух

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- постоянно контролировать работу технологического оборудования;
- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;
- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;
- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
- строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
- проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
- пылеподавление на всех этапах строительства и эксплуатации;
- не допускать утечек и проливов ГСМ на рельеф;
- содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
- обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
- разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

Дополнительно рекомендуется:

- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%,
- газоуравнительная система в резервуарном парке ЦППН что позволяет снизить выбросы углеводородов на 40%;
- применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной

зоны;

- установка катализаторных конверторов для очистки выхлопных газов в автомашинах, использующих в качестве топлива неэтилированный бензин с внедрением присадок к топливу, снижающих токсичность и дымность отработанных газов, оснащение транспортных средств, работающих на дизельном топливе, нейтрализаторами выхлопных газов;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования.

Все планируемые мероприятия в сочетании с применением технологического оборудования, соответствующего мировым стандартам, хорошей организацией производственных процессов, ведение постоянного производственного контроля и систематического мониторинга за состоянием окружающей среды позволят обеспечить минимальное воздействие на атмосферный воздух в районе расположения месторождения АО «ОМГ».

17.2 Меры по соокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию

Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится в соответствии с отраслевыми методическими указаниями. Нормы рассчитываются для основных и вспомогательных операций и для хозяйственных нужд.

- при проведении строительных работ разрешается использование только тех веществ, на которые имеются утвержденные нормативы;
- при бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения;
- при вероятности водопроявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;
- отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться;
- допускается повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов для проходки нижележащих интервалов с целью снижения объемов накопления жидких отходов;
- допускается использование оставшихся по окончании бурения скважины бурового раствора, жидкости для глушения, буровых сточных вод и др. при бурении других скважин и ремонте после соответствующей очистки и обработки. При невозможности осуществления их дальнейшего использования (большие расстояния между скважинами и др.) они должны утилизироваться.

17.3 Меры по соокращению воздействия на подземные воды

Принятая конструкция скважины не допускает гидроразрывов пород при бурении, это предотвращает загрязнение подземных вод. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Необходимые меры для охраны подземных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;

- ремонт скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования,;

- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их отработки и не допускать загрязнения подземных вод;

- хранение и использование химических реагентов производить в специально отведенных местах;

- применять контейнера для хранения и складирования сыпучих веществ;

- жидкие химические реагенты доставлять на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;

- при испытании и освоении скважины возможен выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки бурения предусмотреть емкость для временного хранения пластовой жидкости;

- обеспечение раздельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах.

Дополнительно предусмотреть:

- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод
- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;

- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

При возможных аварийных ситуациях предусмотреть:

- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;
- Откачку жидкости из обвалованного участка и удаление нефти с почв.

17.4 Меры по соокращению воздействия на геологическую среду и недра

При проведении планируемых работ должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;

- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, крепление и освоении.

Мероприятия по охране недр должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

Освоение скважин должно производиться при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

При обводнении скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо провести специальные геофизические и гидрогеологические исследования для определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

17.5 Меры по соокращению воздействия на почвы и грунты

Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве скважин на природную экосистему необходимо:

- при проведении СМР снять слой почвы на определенную глубину с земельного участка, отведенного под строительство объекта и переместить слой почвы в места временного складирования для повторного использования при восстановлении земель;
- автоматическое отключение скважины при авариях отсекателями;
- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;
- организовать систему сбора твердо бытовых и производственных отходов;
- сбор и вывоз в спец. контейнерах отработанных масел, смазок, других материалов со своевременной сдачей их на регенерацию;
- провести качественную техническую рекультивацию земель.

Дополнительно рекомендуется:

- проведение мероприятий по озеленению;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

В целом почвы района обладают низким агроэкологическим потенциалом, непригодны для земледелия без орошения. Описываемая территория по почвенно-географическому районированию относится к Прикаспийской провинции подзоны бурых почв северной пустыни. Аридность климатических условий территории, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, широкое проявление процессов солонцевания почв.

АО «Озенмунайгаз» подписал меморандум по озеленению территории г.Жанаозен. При разработке плана природоохранных мероприятий АО «Озенмунайгаз» ежегодно предусматривается озеленение территории месторождения либо ближайших населенных пунктов.

17.6. Меры по соокращению воздействия на растительный и животный мир

Во избежание негативных воздействий на растительность и животных прилегающих к площадке скважины территорий, необходимо проведение целого комплекса профилактических и практических мероприятий:

- полностью предотвратить загрязнение почвы нефтепродуктами и другими типами промышленного загрязнения среды;
- проводить по мере необходимости очистку почвы от нефтепродуктов, проложить фиксированную систему дорог и подъездных путей на месторождении;

- исключить изливание пластовых вод при испытании;
- проводить работы по озеленению территории;
- запретить преследование и уничтожение полезных видов животных (включая и браконьерство) путем издания соответствующего приказа по предприятию согласно законодательству по охране и использованию животного мира Казахстана;
- избегать уничтожения или разрушения гнезд, нор на близлежащей территории;
- сократить до минимума передвижения автотранспорта в ночное время;
- произвести ограждение всех технологических площадок и исключить случайное попадание животных на промплощадку;
- для защиты птиц от поражения электрическим током, применять «холостые» изоляторы;
- запретить кормление диких животных персоналом, а также в надлежащем порядке хранить отходы, являющиеся приманкой для диких животных.

17.7. Меры по восстановлению земельного участка

По окончании ремонтных работ скважин необходимо проведение следующих работ:

- демонтаж оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- очистка территории площадки скважины от металлолома, строительного мусора;
- снятие загрязненного грунта;
- восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории.

Техническая рекультивация состоит в удалении и захоронении строительных отходов, в дополнительной планировке местности, ремонте и укреплении насыпей, засыпке выемок и срезок.

После окончания строительных работ необходимо:

- при демонтаже складов ГСМ - убрать загрязненные участки;
- всю площадку после окончания ремонта скважин спланировать.

17.8 Мероприятий по управлению отходами

Образователи и владельцы отходов несут ответственность за обеспечение надлежащего управления отходами с момента их образования до момента передачи во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Согласно статье 319 Экологического кодекса Республики Казахстан под **управлением отходами** понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

В соответствии со статьей 327 ЭК физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы обязаны выполнять операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;

2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Анализ текущего состояния управления отходами

На месторождениях недропользователей существует определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Отходы, образующиеся при нормальном режиме работы предприятия, накапливаются в местах их образования, собираются в контейнеры/емкости и хранятся на специально отведенных для этих целей местах/площадках *(не более шести месяцев).* В целях упрощения дальнейшего специализированного управления отходами предусматривается раздельный сбор отходов по видам или группам. Отходы собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого вида отходов, с последующим вывозом самостоятельно или специализированными субъектами путем заключения соответствующих договоров для их дальнейшего восстановления или удаления.

Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, и движение всех отходов регистрируется (т.е. вид, количество, характеристика, маршрут, маркировка, категория, отправная точка, место назначения).

17.8.1 Операции по управлению отходами

Накопление и сбор отходов

На производственном объекте, на территории буровой площадки накопление отходов производится на специально отведенных площадках (местах накопления отходов), соответствующих классу опасности отходов. Отходы по мере их накопления собирают раздельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности.

Места накопления отходов – площадки с контейнерами, емкостями, герметичными тарами для сбора отходов, исключающими протечки и попадание осадков во внутрь.

Временное складирование отходов на месте их образования разрешается 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 (п/п.1 п.2 ст.320 ЭК РК).

Кроме того, должны быть установлены контейнеры для раздельного сбора твердых бытовых отходов, вывозимых специализированной подрядной организацией согласно графику вывоза.

Временное складирование неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах) допускается ***на срок не более трех месяцев*** до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Покрытие всех площадок должно быть выполнено из твердого и непроницаемого материала, асфальтобетонных плит. Площадки должны иметь ограждение и обваловку с трех сторон.

Отходы, образующиеся на буровой площадке до вывоза по договорам временно, накапливаются и собираются в специально отведенных местах:

- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) – накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- АСПО (асфальто-смолистые парафиновые отложения), накапливаются в резервуарах (объемом 50 м^{3}или 100 м^3) на площадке буровых установок

- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) накапливается в закрытых металлических/пластиковых контейнерах на участках образования.
- Смешанные металлы (металлолом) собирается в специальные металлические контейнеры, откуда их автопогрузчиком перегружают в автотранспорт и доставляют на место восстановления.
- Смешанные коммунальные отходы накапливаются в закрытых металлических/пластиковых контейнерах для ТБО (1 м^3).

Транспортировка

Транспортировка отходов к местам восстановления или удаления осуществляется только специализированным автотранспортом. Вывоз отходов осуществляется по заявке работника, ответственного за управление отходами объекта/отдела, который заполняет и подписывает необходимые талоны и передаёт их подрядчику.

С момента погрузки отходов на транспортное средство и приемки их Подрядной организацией, выполняющей перевозку отходов, и до выгрузки их в установленном месте из транспортного средства ответственность за безопасное обращение с ними несет транспортная компания.

При транспортировке отходов производства не допускается загрязнение окружающей среды в местах их перевозки, погрузки и разгрузки.

При перевозке твердых и пылевидных отходов транспортное средство обеспечивается защитной пленкой или укрывным материалом. Транспортное средство для перевозки полужидких (пастообразных) отходов оснащают шланговым устройством для слива. Пылевидные отходы увлажняют на всех этапах: при загрузке, транспортировке и выгрузке.

При транспортировке отходов производства 1 и 2 класса опасности не допускается присутствие третьих лиц, кроме лица, управляющего транспортным средством и персонала, который сопровождает груз.

Твердые отходы, предназначенные для транспортировки, должны быть упакованы в транспортную тару (металлические, полимерные контейнеры, бочки, ящики, мешки), предназначенную для защиты от внешних воздействий, вторичного загрязнения окружающей среды и для обеспечения удобства погрузочно-разгрузочных работ, транспортирования и временного хранения. Жидкие отходы допускается транспортировать в тех же ёмкостях, в которых они хранились, проверив, что их крышки (пробки) плотно закрыты (завинчены).

На каждой транспортной таре (контейнере, бочке, ящике, мешке) с отходами в определенных случаях должна быть нанесена маркировка, характеризующая транспортную опасность груза:

Восстановление и удаление отходов

Все отходы, образующиеся в процессе капитального ремонта скважин, будут вывозиться на переработку/утилизацию в соответствии с программой управления отходами на предприятии для АО «Озенмунайгаз».

Подрядные строительные компании самостоятельно перерабатывают/ утилизируют свои отходы и сточные воды, образующиеся в процессе проведения буровых работ, согласно заключенным договорам со специализированными организациями.

В целом система управления отходами предусматривает планы сбора, хранения, транспортировки отходов на их восстановление и удаление, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления. При выборе способа и места переработки, утилизации или размещения отходов собственники отходов должны руководствоваться общими экологическими требованиями в части обращения с отходами производства и потребления согласно ЭК РК. Специализированная компания при обращении с отходами производства и потребления обязана соблюдать требования экологического законодательства РК.

Рекомендуемые способы восстановления или удаления образующихся отходов

- Ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию, для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов производства и потребления.
- Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (отработанная тара) - данные отходы подлежат предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их повторного использования в качестве вторичного сырья, при невозможности использования - вывоз на переработку/утилизацию в специализированную компанию, для термического уничтожения на специализированной установке по переработке отходов производства и потребления.
- Смешанные металлы (металлолом), отходы сварки (огарки сварочных электродов) - могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия или переданы сторонней специализированной организации на переработку способом разборки на компоненты, сортировки с последующей переработкой вторичного сырья (переплавка).
- Смешанные коммунальные отходы (твердо-бытовые отходы) - обеспечение раздельного сбора коммунальных отходов на месте их образования с последующим вывозом автотранспортом в специализированные компании для переработки. Неутилизируемые фракции отходов подвергаются уничтожению термическим методом.

Все образующиеся отходы могут подлежать предварительной сортировке по виду, составу материалов и состоянию тары, с целью определения их дальнейшего предназначения. Отходы могут быть использованы повторно для собственных нужд предприятия (для складирования вторсырья), реализованы на сторону (с оформлением необходимых документов) и переданы на переработку/утилизацию в специализированные компании, которые занимаются восстановлением или удалением подобного рода отходов и имеющих разрешительные документы на занятие подобным видом деятельности.

Подрядчик по вывозу отходов производства и потребления, образованных при строительстве скважин определяется ежегодно по итогам проводимого тендера.

17.8.2 Рекомендации по управлению отходами

В соответствии со ст.335 Экологического Кодекса РК «операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды».

Программа управления отходами разрабатывается в соответствии с принципом иерархии и должна содержать сведения об объеме и составе образуемых и (или) получаемых от третьих лиц отходов, способах их накопления, сбора, транспортировки, обезвреживания, восстановления и удаления, а также описание предлагаемых мер по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации.

Для функционирования системы управления отходами на предприятии необходимы анализ и оценка экологических решений по обращению с отходами на всех стадиях «жизненного цикла», которые могут быть идентифицированы и структурированы по видам техногенного воздействия на окружающую среду. В данном разделе приведены этапы технологического цикла отходов – от их образования до удаления или захоронения.

Для снижения воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления на предприятии предусматриваются следующие эффективные меры:

– обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: временное складирование отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

– изоляция отходов высокой степени опасности;

– разделение несовместимых отходов;

– недопущение смешивания опасных отходов;

– осуществление транспортировки отходов с использованием специальных транспортных средств, оборудованных для данной цели;

– составление паспортов отходов;

– проведение периодического аудита системы управления отходами;

– максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;

– принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактические работ в целях исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

– повторное использование отходов производства;

– заключение договоров со специализированным предприятием на переработку/утилизацию отходов производства и потребления.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

К основным мероприятиям, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду образующихся на предприятии отходов, относятся:

– уменьшение образования отходов у источника;

– минимизация образования отходов путем получения вторичного сырья;

– минимизация образования отходов путем их восстановления и повторного использования;

– организованное временное складирование и сбор отходов;

– организационные мероприятия.

При соблюдении всех предложенных решений и мероприятий образование и складирование отходов будет безопасным для окружающей среды.

В АО «ОМГ» применяются меры по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами, основывающиеся на иерархии в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды:

– предотвращение образования отходов;

– подготовка отходов к повторному использованию (операции по сортировке, обработке и накоплению образованных отходов);

– переработка, утилизация и удаление отходов согласно договорам, со специализированными организациями.

Деятельность АО «ОМГ» строится с учетом максимального использования всех доступных средств для сокращения объема образующихся отходов и использования их в качестве вторичного сырья.

Компания не останавливается на использовании описанных выше процедур и исследует возможность внедрения новых мероприятий вторичного или альтернативного использования отходов, которые направлены на снижение объемов отходов.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта:

- разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;
- поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

Таблица 17.1 -План мероприятий по реализации программы управления отходами

№	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Источники финансирования
1	2	3	4	5	6	7
1	Обустройство мест временного хранения образующихся отходов на площадке (покупка дополнительных контейнеров, емкостей, урн)	100% организация и оборудование мест временного хранения отходов, отвечающих предъявляемым требованиям будет способствовать снижению загрязнения окружающей среды	Акт выполненных работ, отчет эколога предприятия	Начальник участка, отдел экологии	По мере необходимости	Собственные средства компании
2	Внедрение системы раздельного сбора отходов на площадках месторождения	100% предотвращение захламления территории буровой площадки	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник участка, инженер-эколог	Постоянно	Собственные средства компании
3	Заключение договоров со специализированными организациями для вывоза и утилизации отходов производства и потребления	Утилизация / переработка на 100% всех отходов производства и потребления	Вывоз отходов специализированной организацией согласно Акту выполненных работ для дальнейшей утилизации с применением доступных в РК технологий	Руководство компании, отдел экологии	Обеспечить утилизацию отходов на постоянной основе в течение всего периода бурения скважин	Собственные средства компании
4	Инструктаж персонала площадки, назначение ответственных по операциям обращения с отходами	100% предотвращение захламления территории месторождения	Заключение договоров со специализированными организациями на вывоз и утилизацию отходов	Начальник участка, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании
5	Недопущение проливов ГСМ	100% исключение образования замазученного грунта на территории месторождения	Дефектный акт ремонта установок/оборудования, автотранспорта	Инженер-механик, отдел экологии	Постоянно	Собственные средства компании

18. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (статья 239 ЭК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно п.1 статьи 240 ЭК в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

-первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;

-когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;

-когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;

-в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статьи 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно п. 5 статьи 239 ЭК запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Как упоминалось ранее, в разделе 9, проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения Карамандыбас. Территория работ, обозначенная в проекте располагается за пределами государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Ландшафты месторождения под воздействием многолетних антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался - территория является промышленно освоенной территорией. Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке месторождения Карамандыбас отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

По итогам анализа оценки намечаемой деятельности негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

Определена предварительная значимость каждого вида воздействия, перечислены меры, разработанные в проектной документации для смягчения воздействий. Дана комплексная оценка воздействия на окружающую среду. При реализации проекта разработки месторождения Карамандыбас учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию запроектированных объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.

Более подробный перечень природоохранных мероприятия при реализации намечаемой деятельности представлен в разделе 17.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

-Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.

-В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

-Реализация намечаемой деятельности не приведет:

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современному уровню технологии.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.

19. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Воздействия, которые приводят к постоянному изменению состояния компонента окружающей среды, называют необратимыми.

Воздействия, которые приводят к изменениям, способным вернуться в исходное состояние в результате проведения мероприятий по смягчению воздействия/восстановлению компонента окружающей среды или благодаря естественному возобновлению называют обратимыми.

Характеристика воздействия по критерию «обратимость» представлена в таблице 19.1.

Таблица 19.1- Характеристика обратимости воздействия

Критерий	Характеристика воздействия	Определение
Обратимость	Необратимое	Воздействие, вызывающее постоянное изменение для затрагиваемого компонента окружающей среды
	Обратимое	Восстановление первоначального состояния компонента окружающей среды в результате принятия корректирующих/компенсационных мер и (или) естественного самовосстановления. Необходимо учитывать продолжительность воздействия и восстановления.

Соответствие величины интегральной оценки и категории значимости воздействий приведено в таблице 19.2.

Таблица 19.2- Градации значимости воздействий

Категории воздействия, балл			Интегральная оценка, балл	Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		баллы	значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Продолжительный 2	Слабая 2	8	9-27	Воздействие средней значимости
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	28-64	Воздействие высокой значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64		

В таблице 19.3 представлены результаты проведенной оценки величины воздействия по градации интенсивности воздействия. При помощи полученных на предыдущем этапе результатов оценки показателей можно охарактеризовать величину самого воздействия с разделением на следующие уровни - незначительное, слабое, умеренное, сильное и вероятность возникновения необратимых последствий.

Таблица 19.3- Результаты проведенной оценки воздействия по интенсивности воздействия

Градация	Описание интенсивности воздействия	Компонент окружающей среды
Незначительное воздействие	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	Ландшафты
Слабое воздействие	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается. Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое	Атмосферный воздух Подземные воды Почвы, Растительный покров Животный мир Недра
Умеренное воздействие	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению Распространение: локальное Продолжительность: продолжительное / многолетнее Обратимость: обратимое / необратимое	Физические воздействия
Сильное воздействие	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и экосистем. Компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению	Не выявлено

В Таблице 19.3 отражены все основные характеристики (определения), используемые для классификации каждого воздействия по его значимости (от незначительного до сильного уровня значимости).

Установлено, что во время намечаемой деятельности будет преобладать слабое воздействие.

Умеренные негативные воздействия будут отмечаться преимущественно для физических факторов.

Воздействие высокой значимости не выявлено.

Ожидаемые воздействия не приведут к необратимым изменениям экосистем.

Оценка воздействия на окружающую среду показывает, что реализация проекта не окажет критического или необратимого воздействия на окружающую среду территории, которая окажется под воздействием данного проекта.

20. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

На каждом предприятии разрабатывается Программа производственного экологического контроля. Программа ПЭК на предприятии является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой. В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

Разработка программы производственного экологического контроля осуществляется в соответствии с «Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля», утвержденными Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 14 июля 2021 г. №250, а также требованиям статьи 185 ЭК РК.

20.1 Предложения по организации мониторинга за состоянием атмосферного воздуха

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия проводится аккредитованной лабораторией, выбираемой на основании тендера.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.

Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль за состоянием воздушного бассейна обеспечивает:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

В настоящее время АО «Озенмунайгаз» проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с Программой производственного экологического контроля. Вновь вводимые источники выбросов будут включены в Программу производственного экологического контроля предприятия после ввода в эксплуатацию.

Дополнительно рекомендуется:

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

20.2 Предложения по организации мониторинга за состоянием качества водных ресурсов

В рамках программы ПЭК проводятся мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод первых от поверхности водоносных горизонтов, принимающих на себя основную нагрузку при эксплуатации объектов месторождений. Мониторинговые скважины располагаются в областях наибольшей технологической нагрузки и приурочены в основном к потенциальным источникам воздействия - нефтепромысловым объектам на территории месторождения, а также к полигонам отходов, шламонакопителей и амбаров.

В соответствии с программой ПЭК, периодичность контроля за состоянием водных ресурсов составляет 2 раза в год (подробное описание приведено в разделе 2.2).

Рекомендуется продолжить мониторинг подземных вод в рамках действующей программы ПЭК.

Контроль за водопотреблением и водоотведением при разработке месторождения

Система водопотребления и водоотведения имеет налаженную технологию, которая гарантирует постоянную подачу воды, особенно в зимнее время для предупреждения

замерзания водопровода. Непосредственно процессы строительства и эксплуатации новых объектов связаны с большими объемами потреблением воды на техническое водопотребление (приготовление цементного раствора, закачка буферной жидкости для освоения с целью вызова притока, пылеподавление). Для соблюдения правил по техники безопасности на территории площадок проектируется наличие противопожарного запаса воды на случай аварийной ситуации. Кроме технических нужд вода необходима на потребление в хозяйственно-бытовых целях (подробное описание приведено в разделе 8.1).

На период разработки месторождения комплекс наблюдений за рациональным водопотреблением и водоотведением рекомендуется усилить.

20.3 Предложения по организации экологического мониторинга почв, растительного и животного мира

В соответствии с Программой производственного экологического контроля для объектов АО «Озенмунайгаз» мониторинговые наблюдения за динамикой изменения свойств почв на месторождении Карамандыбас осуществляют на 4 стационарных экологических площадках (СЭП), на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв (подробное описание приведено в разделе 2.3).

В дальнейшем при эксплуатации проектируемых объектов мониторинг почвенного покрова рекомендуется продолжить в существующем режиме.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо осуществлять контроль за чистотой мест временного накопения отходов, своевременной санитарной уборкой, согласно графика.

В соответствии с действующими в Кодексе требованиями, временное накопление отходов предприятия допускается в сроки не более 6 (3) месяцев с момента их образования. В этой связи рекомендуется на предприятии вести строгий контроль за объемами предельного накопления отходов и своевременного их вывоза.

В районе накопления отходов проводить мониторинг состояния окружающей среды, в соответствии с программой, в рамках мониторинга проводить контроль загрязнения атмосферного воздуха, подземных вод и почвы. Перечень определяемых компонентов и периодичность проведения замеров определить программой производственного экологического контроля.

С целью сохранения биоресурсов и своевременного выявления неблагоприятных последствий воздействия на экосистемы на месторождении периодически проводится мониторинг растительности и животного мира (подробное описание приведено в разделе раздел 2.4.2,2.4.3).

Периодичность наблюдений за состоянием растительного мира предусматривается 2 раза в год (весенний и осенний период). Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем.

На месторождении проводятся наблюдения за основными видами млекопитающих, распространенных на территории деятельности Компании, включающих 13 видов (сайгак, кабан, волк, шакал, корсак, лисица, заяц, перевязка, степной хорек, суслик байбак, еж) и две группы видов – суслики и тушканчики.

Методика учета путем пеших и автомобильных маршрутов протяженностью не менее 5 км с применением биноклей и фототехники.

Рекомендуется продолжить эпизодический мониторинг растительного и животного мира месторождения Карамандыбас в рамках действующей программы ПЭК.

21. СОПРОТИВЛЯЕМОСТЬ К ИЗМЕНЕНИЮ КЛИМАТА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В рамках Экологического кодекса, разработана глава «Государственное управление в сфере адаптации к изменению климата», которая предусматривает внедрение семиэтапного процесса адаптации к изменению климата, включающего сбор информации, оценку уязвимости, планирование, разработку, осуществление, мониторинг мер по адаптации к изменению климата в наиболее уязвимых секторах, таких как сельское и лесное хозяйство, водные ресурсы, гражданская защита.

Согласно статье 312 ЭК РК под изменением климата понимается статистически значимое колебание средних показателей состояния климата либо его изменчивости в течение десятилетия или более продолжительного периода, которое прямо или косвенно обусловлено деятельностью человека, вызывающей изменения в составе глобальной атмосферы, и накладывается на естественные колебания климата, наблюдаемые на протяжении сопоставимых периодов времени.

Адаптация к изменению климата осуществляется в соответствии с настоящим Кодексом и международными договорами Республики Казахстан в области изменения климата и означает процесс предотвращения и снижения потерь и использования выгод, связанных с наблюдаемыми и прогнозируемыми воздействиями изменения климата.

Под воздействиями изменения климата понимаются наблюдаемые и прогнозируемые положительные и отрицательные эффекты в экологических системах, обществе и экономике, вызванные изменением климата и связанными с ним экстремальными метеорологическими и иными природными явлениями.

Ключевым направлением усилий по обеспечению устойчивости к изменению климата является устранение уязвимости сообществ, государств и стран в настоящее время в отношении многих последствий изменения климата. В настоящее время усилия по обеспечению устойчивости к изменению климата включают социальные, экономические, технологические и политические стратегии, которые реализуются на всех уровнях общества. От действий местных сообществ до глобальных договоров решение проблемы устойчивости к изменению климата становится приоритетом, хотя можно утверждать, что значительная часть теории еще предстоит воплотить в жизнь. Несмотря на это, существует сильное и постоянно растущее движение, поддерживаемое как местными, так и национальными организациями, направленное на создание и повышение устойчивости к изменению климата.

Рамки устойчивости к изменению климата предлагают множество вкладов, которые могут улучшить наше понимание экологических процессов и лучше вооружить правительства и политиков для разработки устойчивых решений, которые борются с последствиями изменения климата.

Работая над повышением устойчивости к изменению климата, лица, определяющие политику, и правительства могут занять более комплексную позицию, которая поможет смягчить вред последствий глобального потепления до того, как они произойдут. Наконец, перспектива устойчивости к изменению климата способствует большей межуровневой взаимосвязанности систем.

Под уязвимостью к изменению климата понимается подверженность экологических систем, общества и экономики неблагоприятным воздействиям изменения климата.

Уязвимость в основном можно разбить на 2 основные категории: экономическая уязвимость на основе социально-экономических факторов и географическая уязвимость.

Экономическая уязвимость

На базовом уровне экономически уязвимое сообщество - это сообщество, которое плохо подготовлено к последствиям изменения климата из-за отсутствия необходимых финансовых ресурсов. Подготовка общества, устойчивого к изменению климата, потребует огромных инвестиций в инфраструктуру, городское планирование, разработку устойчивых источников энергии и системы готовности

Географическая уязвимость

Второе определение уязвимости относится к географической уязвимости. Наиболее уязвимыми с географической точки зрения местами к изменению климата являются те, на которые повлияют побочные эффекты стихийных бедствий, такие как повышение уровня моря и резкие изменения в экосистемных услугах, включая доступ к продуктам питания.

Для местных и государственных учреждений становится все более важным разрабатывать стратегии реагирования на изменения и адаптировать инфраструктуру для удовлетворения потребностей тех, кто пострадал.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

-включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;

-включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Предложено три основных группы мер адаптации:

Первая группа включает меры по контролю, лечению и профилактике инфекционной и неинфекционной заболеваемости населения, обусловленной изменением климата:

Проведение мониторинга и контроля за санитарно-гигиеническим состоянием объектов и природных очагов, которые могут стать причиной распространения инфекционных заболеваний.

Обеспечение профессиональной подготовки медицинских работников по вопросам профилактики и диагностики метеозависимых состояний.

Выявление и мониторинг здоровья лиц, наиболее чувствительных к изменению климата.

Проведение среди населения иммунопрофилактики с учетом прогнозируемого роста ряда инфекционных заболеваний.

Снижение уровня загрязнения атмосферного воздуха населенных пунктов.

Заблаговременное оповещение населения о возможных климатических изменениях с целью принятия превентивных мер для уменьшения тяжести ответной реакции организма.

Повышение социально-экономических условий жизни населения.

Формирование здорового образа жизни. Повышение уровня санитарно-гигиенической культуры населения.

Вторая группа мер включает использование новых технологий при конструировании и строительстве зданий, обеспечивающих оптимальный температурный режим, комфортные условия для труда и отдыха. Создание зон с охлаждающим микроклиматом -

парки, зеленые зоны, фонтаны в населенных местах. Обустройство водоемов для летнего отдыха на воде населения и обеспечение их спасательными службами и т.д.

Третья группа мер включает совершенствование законодательной базы, обеспечивающей предотвращение негативного влияния климата на состояние здоровья различных групп населения, внесение соответствующих изменений в действующие санитарные нормы и правила, строительные нормы, ГОСТы и т.д.

Единственный путь повысить сопротивляемость - обеспечить учет последствий изменения климата в планировании развития, например, посредством:

- включения мер по адаптации в планирование и проектирование инфраструктуры;
- включения мер по снижению уязвимости в существующие стратегии уменьшения риска катастроф.

Сопротивляемость к изменению климата в значительной степени зависит от безотлагательных и масштабных мер по сокращению выбросов парниковых газов.

В рамках реализации Данного проекта предусмотрены все меры, повышающие сопротивляемость к изменению климата.

22. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАМОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

После ввода в эксплуатацию новых проектных скважин и нового технологического оборудования групповых, замерных и других установок, они будут эксплуатироваться согласно выбранному варианту разработки до конца срока эксплуатации. После истечения срока эксплуатации будет постулизация объекта.

Осуществление таких работ в будущем потребует разработки специальной проектной документации с предварительным выполнением комплекса инженерных изысканий и прохождением государственной экспертизы.

В соответствии с законодательством РК на этапе ликвидации объекта будет разработан Проект ликвидации, в том числе будет разработан и согласован с контролирующими органами Проект рекультивации нарушенных земель.

Ликвидация последствий недропользования подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния, которое было определено на момент начала работ по недропользованию.

При возврате территории (участка недр) государству соответственно прекращается право на недропользование, согласно главы 8, статьи 54, пункта 1 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017 г.: «Недропользователь обязан ликвидировать последствий операций по недропользованию на предоставленном ему участке недр…».

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании», при прекращении операций по недропользованию все производственные объекты недропользователя и земельные участки должны быть приведены в состояние, обеспечивающее безопасность жизни, здоровья населения и охрану окружающей среды.

Любое предприятие, планирующее вывод из эксплуатации и демонтаж опасного производственного объекта, должно обеспечивать безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, а также безопасность зданий и сооружений в зоне влияния. Существенным условием здесь является защита местных сообществ, окружающей среды и имущества в зоне влияния опасных производственных объектов, подлежащих ликвидации. Разработка документов и управленческих действий, регламентирующих безопасные работы с целью остановки или вывода из эксплуатации опасных химических объектов, должна соответствовать правилам и требованиям нормативных документов, в которых изложены перечень и последовательность действий и выполняемых работ и требования к содержанию проекта снятия с эксплуатации.

На данном этапе реализации проекта определить значимость потенциальных экологических и социальных воздействий, связанных с выводом из эксплуатации и ликвидацией объектов проектирования, не представляется возможным. В соответствии с законодательством РК на этапе ликвидации объекта будет разработан Проект ликвидации, в том числе будет разработан и согласован с контролирующими органами Проект рекультивации нарушенных земель.

По данным заказчика определяются направления использования демонтированного оборудования, в том числе повторное использование или сдача на металлолом, вывоз на утилизацию.

При проведении ликвидационных работ предусматривается полная разборка с демонтажем технологического оборудования и трубопроводов.

Такой же подход и к иным объектам месторождения: котельным, насосным станциям перекачки нефти и т.д. При их ликвидации указывается перечень демонтируемого технологического оборудования, трубопроводов.

Резервуар, подлежащий демонтажу с помощью шнуровых кумулятивных зарядов, освобождается от нефти, зачищается и подготавливается к огневым работам согласно

«правилам и инструкциям по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений», о чем составляется акт.

Технологические трубопроводы подводящих и отводящих линий демонтируемого резервуара предварительно перед резкой очищаются от остатков нефти, парогазовых смесей нефти с воздухом или заполняются водой.

Соседние действующие резервуары, находящиеся на расстоянии до 30 метров от стенки демонтируемого резервуара, во время проведения взрывных работ опорожняются от нефти.

Разработка проектной документации для этого этапа Проекта должна осуществляться с учетом:

- развития соответствующего нормативно-правового обеспечения и эволюции правового поля к моменту ликвидации предприятия;
- изменения состояния окружающей среды в зоне влияния проекта на момент завершения деятельности;
- разработки новых технологий и методов консервации и ликвидации, которые появятся моменту завершения эксплуатации проектируемых объектов, в том числе с учетом полученного опыта на предприятиях-аналогах.

23. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно ст.67 Экологического кодекса Республики Казахстан послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) должен проводиться составителем Отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

Цель послепроектного анализа заключается в том, чтоб установить соответствие фактических показателей с проектными.

Послепроектный анализ проводится согласно Приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 «Об утверждении Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа».

Необходимость проведения послепроектного анализа намечаемой деятельности

Согласно п. 6 ст. 67 ЭК РК оценка воздействия на окружающую среду включает послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, которая проводится, если необходимость его проведения определена в

соответствии с ЭК РК.

Принимая во внимание перечисленные выше требования ЭК РК, целью проведения послепроектного анализа – является подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях, а так же послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду и согласно требованиям ЭК анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Нормативы выбросов ЗВ и лимиты накопления отходов будут рассчитаны в последующих стадиях проектирования, в проектах на строительство скважин и в проектах на обустройство месторождения и установлены в Разрешении на воздействие для АО «ОМГ». Так же в этих проектах будет подробно описана оценка воздействия на все компоненты окружающей среды.

По имеющемуся опыту разработки таких проектов данная намечаемая деятельность согласно Приложения 1 ЭК РК относится к классификации Раздела 2, итогом рассмотрения Заявления о намечаемой деятельности которых является Мотивированный отказ – об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду и согласно п.3 ст.49 Кодекса. Проектируемая намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку.

Учитывая тот факт, что проект разработки месторождения Карамандыбас является концептуальным проектом, в котором оцениваются возможности реализации вариантов разработки, данный проект является начальной стадией проектирования, на которой принимаются решения, определяющие последующие направления в проектировании, то на все запроектированные объекты при строительстве и эксплуатации будут в дальнейшем разработаны отдельные рабочие проекты, а на строительство скважин индивидуальные или групповые технические проекты и разделы ООС к ним.

Перечисленные все выше доводы показывают, что в проведении послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках Проекта разработки месторождения Карамандыбас нет смысла.

24. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1. Экологический Кодекс РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.
2. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании».
3. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК.
4. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения».
5. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК
6. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК.
7. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК.
8. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».
9. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения».
10. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки».
11. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63.
12. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов».
13. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов».
14. Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.
15. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246.
16. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами».
17. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года №286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний».
18. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. РНД 03.1.0.3.01-96, Алматы, 1996 г.

19. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.

20. «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» Приложение № 18 к Приказу МООС № 100-П от 18.04.2008 г.

21. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов, Астана, 2008 г.;

22. «Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004 г.;

23. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;

24. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996 г.;

25. «Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах» РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004 г.;

26. «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров". РНД 211.2.02.09-2004 г, Астана, 2004 г.;

27. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

28. Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;

29. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

30. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления».

31. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015 года № 209 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

32. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

33. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212. «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».

34. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».

25. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

1. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, приложение 2 к инструкции это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

2. Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

Требования к разработке Отчета ОВОС прописаны в статье 72 Экологического кодекса РК и Инструкции по проведению экологической оценки, 2021г. Однако в Инструкции по проведению экологической оценки нет конкретных требований к содержанию Отчета, нет четкого содержания требуемых пунктов и разделов, глубины проводимых исследований. Поэтому при разработке Отчета о возможных воздействиях разработчик ориентировался на международный опыт, требования предыдущего законодательства и опыт разработки аналогичных отчетов.

26. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

ВВЕДЕНИЕ

Краткое нетехническое резюме составлено с обобщением информации «Отчета о возможных воздействиях» в целях информирования заинтересованной общественности.

Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Карамандыбас разработан в процессе проведения экологической оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

Исходными данными для разработки «Отчета о возможных воздействиях» являются:

- Техническое задание, утвержденное заказчиком;
- Проект разработки месторождения Карамандыбас.

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей, для повышения рентабельности эксплуатации месторождения. В связи с этим были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

Основная цель – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Карамандыбас с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Заказчик проекта – АО «Озенмунайгаз».

Разработчик проекта – филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз».

1. Описание предполагаемого места осуществления деятельности

В административном отношении территория месторождения входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан, в 31 км к югу от г.Жанаозен и в 150 км юго-восточнее г. Актау.

Областной центр г. Актау находится в 150 км, ближайшими населенными пунктами к месторождению являются поселок Жетыбай - 70 км, поселок Курык - 150 км, г. Жанаозен - 31 км. В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау.

Перевозка грузов осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом.

Железная дорога Узень-Мангышлак однопутная, имеет незначительные уклоны.

Движение автотранспорта осуществляется по асфальтированным шоссе, которые соединяют города, поселки, а также нефтегазопромыслы. На остальной территории, не занятой нефтегазопромыслами, движение осуществляется по полевым дорогам.

Орографически Южно-Мангистауский район представляет собой обширное слабо всхолмленное плато, слегка накопленное к юго-западу, в сторону моря, с абсолютными отметками от 260 м на севере до 200 м на юге. В центральной и южной частях района располагаются обширные бессточные впадины, из которых наиболее крупной является впадина Карагие, имеющая минимальную абсолютную отметку –132 м.

Рельеф в районе Узенского месторождения имеет сложное строение. Центральную часть занимает плато, расположенное между двумя бессточными впадинами Узень и Тунгракшин. На западе и северо-западе в пределах площади месторождения плато круто обрывается в виде уступов в сторону впадины Узень.

Климат района континентальный. Растительный и животный мир типичен для зон полупустынь. Весной растут песчаные осоки, колючка, ковыль, на песчаных массивах кое-где растёт саксаул. Из животного мира выделяются волки, лисицы, зайцы, характерны также крупные птицы – беркуты, ястребы, куропатки.

Редкие и охраняемые виды растений и животных, занесенные в Красную книгу РК отсутствуют.

Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры и культурного наследия, курортные зоны и зоны отдыха в границах месторождения и его санитарно- защитной зоны отсутствуют.

Объекты на территории месторождения Карамандыбас не входят в природоохранную зону Каспийского моря, определенную в размере 2 км.

Таблица 26.1-Координаты геологического отвода:

Угловые точки	Географические координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	43°29′55″ СШ	52°35′40″ВД
2	43°30′25″ СШ	52°36′10″ВД
3	43°29′55″ СШ	52°37′40″ ВД
4	43°30′00″ СШ	52°39′00″ ВД
5	43°29′50″ СШ	52°40′05″ ВД
6	43°29′35″ СШ	52°41′10″ ВД
7	43°29″00″ СШ	52°40′25″ ВД
8	43°28′45″ СШ	52°38′15″ ВД
9	43°28′50″ СШ	52°37′25″ ВД
10	43°29′20″ СШ	52°36′25″ ВД

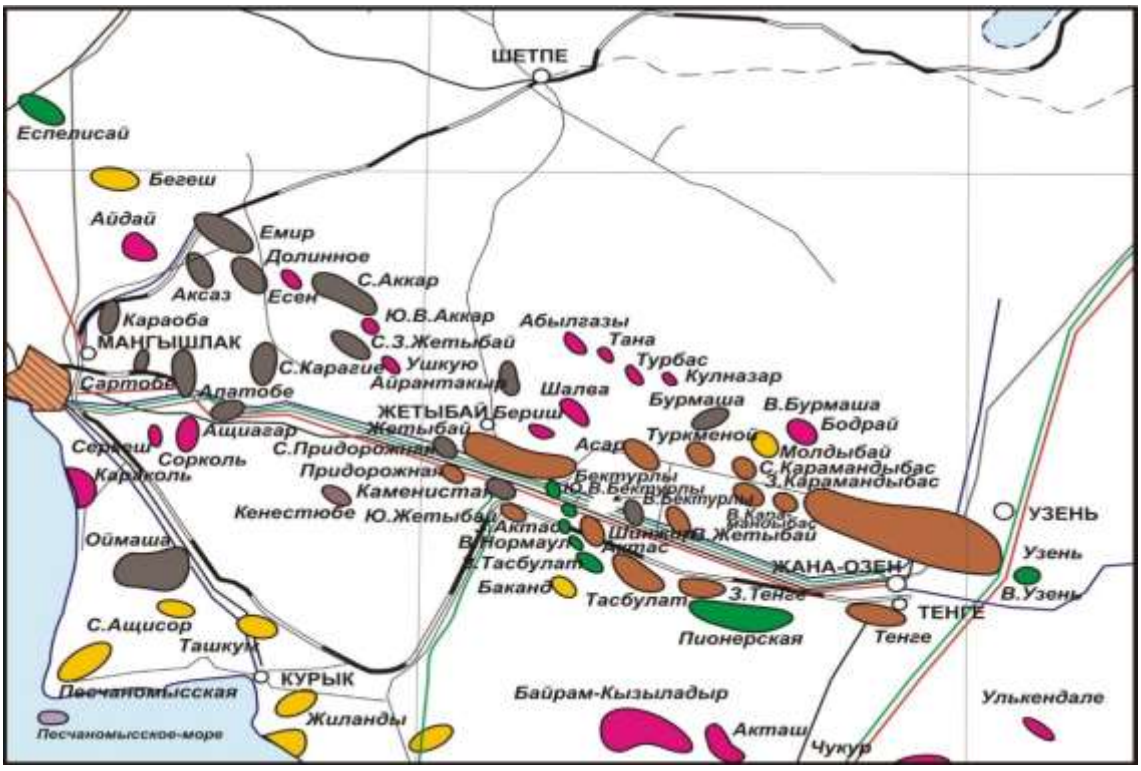


Рисунок 26.1-Ситуационная карта-схема района расположения месторождения Карамандыбас в Мангистауской области

2. Описание затрагиваемой территории

Проектируемая деятельность планируется на территории действующего м/р Карамандыбас. Месторождение Карамандыбас расположено на полуострове Мангышлак, в южной пустынной части, известной под названием Южно-Мангышлакского прогиба.

Нефтегазовое месторождение Карамандыбас расположено на территории Южного Мангышлака и в административном отношении находится в Каракиянском районе, Мангистауская область, Республика Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен, поселок Жетыбай и административный центр – город Актау, находящиеся, соответственно, на расстоянии 31, 70 и 152 км от месторождения. Ближайший водный объект – Каспийское море, расположен на расстоянии более 50 км, проектируемые объекты находятся за пределами водоохраной зоны. Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, курортные зоны и зоны отдыха в границах месторождения и его санитарно-защитной зоны отсутствуют.

Площадь месторождения Карамандыбас – 5001 га.

Намечаемая деятельность и проектируемые объекты находятся на лицензионной территории, переданной в пользование АО «Озенмунайгаз», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Участки извлечения природных ресурсов (карьеры, промыслы) на затрагиваемой территории отсутствуют. Полигоны для захоронения отходов на затрагиваемой территории отсутствуют.

3. Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: АО «Озенмунайгаз»

Адрес: Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Жанаозен ул. К. Сатпаева 3.

Контактные данные: 8 (72934) 63110.

Месторождение Узень было открыто 15 декабря 1961 года.

АО «Озенмунайгаз» дочерняя компания АО НК «КазМунайГаз».

АО «Озенмунайгаз» занимается освоением месторождений Узень и Карамандыбас в Мангистауской области. В состав компании входят 16 производственных структурных подразделений, в том числе нефтегазодобывающие управления, управление по подготовке нефти и производственного обслуживания, а также вспомогательные управления, выполняющие сервисные услуги.

4. Краткое описание намечаемой деятельности

Проект разработки месторождения Карамандыбас.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены **3 варианта разработки**.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению **второй вариант разработки месторождения**.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведки месторождения, охране недр и окружающей среды.

Вариант 1 – базовый вариант.

В качестве базового варианта рекомендовано продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. В данном случае проектным документом на разработку является «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас (нефть)» 2014 года. В варианте предусмотрено бурение с 2023 по 2025 годы в общем 44 скважины, для повышения продуктивности скважин предусмотрено проведение технологии ГРП во всех новых скважинах и в скважинах переходящего фонда на низкопродуктивных горизонтах, а также выполнение ГТМ и проведение мероприятия потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на нагнетательном фонде. С учетом текущего состояния разработки предусмотрен перевод на вышележащий и нижележащий горизонт 195 скважин с 2023 по 2065 гг., перевод под нагнетание 10 скважин с 2023 пр 2029 гг., углубление 60 скважин с 2023 по 2046 гг. и ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., ввод из бездействия 48 скважин, зарезка бокового ствола на 7 скважинах.

Вариант 2 (рекомендуемый). Дополнительно к варианту 1 предусматривает совершенствование системы разработки за счет бурения новых скважин на основных объектах эксплуатации, применение технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД), одновременно-раздельной закачки (ОРЗ), радиального вскрытия пласта. Всего на месторождении предлагается к бурению 340 скважин, из них 269 добывающих и 71 нагнетательная скважина, начиная с 2023 г. по 2036 г. Перевод на вышележащий и нижележащий объект разработки – 427 скважин (312 добывающих и 115 нагнетательных); перевод под нагнетание – 10 скважин; углубление - 64 скважин (49 добывающих и 15 нагнетательных); ввод из контрольного фонда 1 скважины на XIII горизонте Западной периклинали в 2030 г., радиальное вскрытие пласта на 5 скважинах, применение установок ОРД в количестве 17 единиц и ОРЗ в количестве 11 единиц, а также гидроразрыв пласта и потокоотклоняющие технологии.

Вариант 3 – аналогичен варианту 2, дополнительно предусматривается применение технологии полимерного заводнения на участке XIV горизонта (начиная с 2029 г.). Для увеличения доли дренируемого объема нефтяных залежей при данной сетке размещения скважин на XIII ВК+ЗК объекте предусмотрено бурение 2 горизонтальных скважин вместо двух вертикальных, а также бурение 3 горизонтальных скважин на XXV ЗК объекте вместо 6 мероприятий по углублению и бурения 3-х вертикальных скважин. Также предусмотрена эксплуатация горизонтальных скважин с УЭЦН и проведение колтьюбинга на горизонтальных скважинах.

Таблица 26.2- Технико-технологические показатели по рассматриваемым вариантам

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Показатели за проектный период		
			1 вариант	2 вариант	3 вариант
1	Проектный срок	годы	**2023 - 2075**	**2023 - 2090**	**2023 - 2090**
2	Количество лет проектного срока	лет	53	68	68
3	Объем добычи жидкости	тыс. тонн	282 301	476 563	478 133
4	Объем добычи нефти	тыс. тонн	16 280	31 347	31 478
5	Объем добычи попутного газа	млн. м3	885	1 513	1 522
6	Объем закачки воды	тыс.тонн	287 897	547 050	548 929
6	Бурение новых скважин:	единиц	**44**	**340**	**340**
6.1	вертикальные	единиц	42	269	269
6.2	горизонтальные	единиц	-	-	-
6.3	водонагнетательные	единиц	2	71	71
7	КИН	д.е.	0,296	0,420	0,421

Намечаемая деятельность планируется на лицензионной территории АО «ОМГ». На строительство 1 скважины отводится 1,6 га действующего месторождения Карамандыбас. Дополнительного отвода земель не требуется.

На территории проектируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.

5. Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности

Объемы водопотребления в период строительства:

Водопотребление представлено при строительстве скважин:

Потребитель	Водопотребление на 1 скважину, $м^3$/цикл	Водопотребление на 39 скважины, $м^3$
Питьевая вода, в том числе:	**109,368**	**4265,352**
- на хоз-бытовые нужды	109,368	4265,352
Вода на технические нужды, в том числе:	**578,004**	**22542,16**
- для приготовления перфорационной жидкости	37,500	1462,5
- для смены бурового раствора на воду и промывки (2 цикла)	35,400	1380,6
- для приготовления бурового раствора	57,140	2228,46
- на нужды котельной в зимнее время	40,000	1560
- на противопожарные нужды	326,664	12739,896
- для приготовления цементного раствора	81,300	3170,7
Всего	**687,372**	**26 807,51**

Максимальный расходы воды ожидается в 2032 году при строительстве 39-ти скважин (2,3 вариант).

Водоотведение в период строительства: Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

Выбросы загрязняющих веществ при строительстве скважин составит:

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с от 1 скв.	Выброс вещества, т/год от 1 скв.	Выброс вещества, т/год от 39 скв. 2032 год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)		0,04		3	0,04049	0,00148	0,05770
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,01	0,001		2	0,00089	0,00007	0,00292
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая)			0,01		0,00853	0,00042	0,01644
0155	диНатрий карбонат	0,15	0,05		3	0,00427	0,00015	0,00585
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,04		2	8,35045	8,24005	321,36214
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06		3	1,35391	1,33893	52,21829
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,52266	0,50535	19,70872

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,05		3	1,52278	1,51080	58,92113
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,00009	0,00004	0,00164
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	3		4	6,75056	6,70340	261,43264
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,02	0,005		2	0,00031	0,00006	0,00218
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,2	0,03		2	0,00033	0,00006	0,00234
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		1	0,00001	0,00001	0,00054
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01		2	0,12723	0,12423	4,84509
2735	Масло минеральное нефтяное			0,05		0,00040	0,00011	0,00440
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19	1			4	3,32182	3,35751	130,94276
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	1,60215	0,10334	4,03011
3119	Кальций карбонат	0,5	0,15		3	0,17067	0,03551	1,38490
3123	Кальция хлорид			0,05		0,04267	0,00160	0,06244
	В С Е Г О :					**23,8202**	**21,9231**	0,05770

Максимальный выброс загрязняющих веществ ожидается в 2032 году при строительстве 39-ти скважин (2,3 вариант).

Максимальный объем образования отходов при строительстве скважин составит:

Код отхода	**Количество образования отходов, тонн на 1 скважину**	**Количество образования отходов, тонн на 39 скважин**
01 05 05 (Буровой шлам и другие отходы бурения)	429,153	16736,967
15 02 02 (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами)	0,013	0,507
05 01 06* (Маслянистые шламы от технического обслуживания машин и оборудования)	7,026	274,014
15 01 10* (Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	0,725	28,275
17 04 07 (смешанные металлы)	0,3	11,700
12 01 13 (отходы сварки)	0,001	0,039
20 03 01 (Смешанные коммунальные отходы)	0,144	5,616
	437,362	**17 057,118**

Максимальный объем образования отходов при строительстве скважин ожидается в 2032 году при строительстве 39-ти скважин (2,3 вариант).

Сбросы загрязняющих веществ отсутствуют.

6. Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Отрицательное воздействие на местное население может быть оказано в результате загрязнения атмосферного воздуха, акустического воздействия и вибрацией при проведении строительных работ, а также на этапе эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности.

Строительная площадка и производственный объект представляют риск в том случае, если доступ населения к ним не контролируется надлежащим образом.

В связи с нахождением проектируемого объекта на значительном расстоянии от населенных пунктов, значимого воздействия на здоровье и безопасность местного населения не ожидается. В границах установленной санитарно-защитной зоны -1000 м жилая застройка отсутствует.

Участок строительства расположен на достаточном расстоянии от населенных пунктов (31 км) и, таким образом, данный объект не будет представлять угрозы для жизни и здоровья населения.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований в рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах.

Биоразнообразие

Участок работ располагается на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. С намечаемой деятельностью не связан спектр воздействий, в зону влияния которых попадают чувствительные компоненты природной среды - местообитания ценных видов птиц, млекопитающих. На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия, особо охраняемые природные территории.

Воздействие на растительность в период эксплуатации будет выражаться лишь в вероятности прямого или опосредованного воздействия на растительность прилегающих территорий. Существенный риск воздействия на растительность прилегающих территорий в первую очередь связан с особенностями эксплуатации объекта и опасностью загрязнения почв прилегающих территориях различными веществами.

Стадия строительства, связанная с безвозвратным и временным отчуждением земельных участков для реализации проектных решений по строительству (а значит, уничтожением мест обитания растений и животных) окажет наиболее существенное негативное воздействие на растительность.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами. Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

В период эксплуатации объекта непосредственно территория будет лишена растительного покрова.

Основным, негативно влияющим на состояние животного мира процессом, является «фактор беспокойства», вызванный присутствием работающей техники и людей. В период проведения строительных работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилежащей территории. Шум, производимый строительной техникой, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе автотранспорта, незнакомые запахи и присутствие людей, будут служить отпугивающим фактором для животных. Во

многих случаях это является даже положительным фактором, т.к. заставит животных держаться на безопасном расстоянии от техники и персонала, работающего на объектах строительства.

Одним из значимых факторов воздействия является искусственное освещение в ночное время. Поскольку кроме гибели насекомых летящих к источникам освещения, в ночное время больший процент млекопитающих будет гибнуть под колёсами автомашин в результате ослепления светом фар.

В случае выявления в ходе строительства и эксплуатации значимых воздействий на охраняемые виды растений и животных, в рамках Плана сохранения биоразнообразия будут разработаны мероприятия по недопущению суммарных потерь биологического разнообразия, а в случае идентификации критических местообитаний - обеспечения прироста биоразнообразия.

Земли

Основными объектами воздействия строительства и эксплуатации объекта являются земли и почвы участка строительства.

Прямое воздействие на земельные ресурсы при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта заключается в изъятии земель под строительство объектов, однако дополнительного изъятия земель проводиться не будет, строительство планируется на территории существующего м/р Карамандыбас. Изменения статуса земель, изменения условий землепользования местного населения не будет.

Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтноклиматические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку территория является промышленно освоенной.

В связи с вышесказанным, можно сделать вывод, что существенных воздействий на земельные ресурсы в результате намечаемой деятельности, не предвидится.

Территории постоянного или временного проживания населения в границах земельного участка, отводимого под строительство, а также в границах СЗЗ объекта, отсутствуют. Реализация Проекта не приведет к необходимости переселения жителей.

Согласно классификации по целевому назначению и разрешенному использованию участок строительства не попадает в зону приоритетного природопользования, на нем отсутстуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых.

Снятие плодородного слоя почвы не предусматривается, в связи с его отсутствием.

Сколько-нибудь значимого дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий (возрастание фитотоксичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и др.) не ожидается.

Исходя из природных особенностей территории не ожидается

Воды

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния. Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке

техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период полевых работ.

Атмосферный воздух

Атмосферный воздух является основным объектом окружающей среды, на который окажет воздействие намечаемая деятельность при строительстве и эксплуатации.

Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Факторами воздействия на объект природной среды - атмосферный воздух - являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период строительства и эксплуатации объектов. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период строительства и работа производственных объектов в период эксплуатации.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта приняты следующие критерии: максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.). Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1ПДК.

Результаты расчета рассеивания показывают, что зона кумулятивного воздействия при штатном режиме работы будет ограничена внешней границей области воздействия проектируемого объекта.

Материальные активы, объекты историко-культурного наследия, ландшафты

В районе проектируемых работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), тем самым воздействия на материальные объекты культурного наследия в связи с намечаемой деятельностью не ожидается.

7. Информация о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений, и ликвидации их последствий, включая оповещение населения

Вероятность аварийных ситуаций и прогноз последствий для окружающей среды

Авариями в процессе строительства скважины называют нарушения технологического процесса проводки скважины, вызываемой потерей подвижности труб или их поломкой с оставлением в скважинах элементов колонны труб, различных предметов, инструментов, для удаления которых требуется специальные трубы.

В зависимости от причин их возникновения аварийные ситуации классифицируют на следующие виды:

- аварии с бурильными трубами – оставление в скважине частей бурильных колонн (переводники, муфты, замки, калибраторы, центраторы, стабилизаторы);
- прихваты колонн бурильных и обсадных труб – заклинивание их в стволе скважины, прижатие труб к стенкам под действием перепада давления в стволе или пласте, при образовании сальников, обвалах и осыпях;
- аварии с долотами – оставление в скважине долота, расширителя или их частей;
- аварии с обсадными колоннами – обмыв труб в резьбовые соединениях и по телу трубы;
- аварии вследствие неудачного цементирования – повреждение обсадных труб, неподъем цементного раствора, оставление раствора в колонне;
- аварии с забойными двигателями – оставление их на забое скважины целиком или от отдельных узлов;
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии – оставление в скважине испытателей пластов, геофизических приборов, кабеля, открытые нефте-, газо-, водопроявления (фонтаны).

Наиболее частыми аварийными случаями, встречающимися на практике, являются аварии с бурильными трубами. Одной из основных причин являются – совокупность всех напряжений, возникающих в трубах при разностенности труб, наличие внутренних напряжений в трубах и дефектах резьбового соединения. Наибольшее количество аварий с бурильными трубами связано с разъеданием резьбового соединения буровым раствором.

Основными мерами, направленными на предупреждение аварий с бурильными трубами, являются:

- организация учета и отработка бурильных труб в строгом соответствии с инструкцией;
- технически правильный монтаж замков и труб, подбору замков к трубам по натягу, и принудительном закреплении замка в подогретом состоянии;
- профилактическая проверка всех труб после окончания буровых работ путем замера, осмотра испытания;
- использование предохранительных колпаков и колец для резьбы замков;
- применение устройств, обеспечивающих снижение вибрации бурильных труб;
- снабжение буровых специальными смазками.

В бурении для подъема колонны труб из скважины часто требуется приложить усилие, превышающие вес самой колонны. Иногда для сдвига колонны с места и подъема необходимо усилие, близкое к предельному, допускаемому прочностью труб или даже превышающего его. Это происходит в результате затяжек колонны, называемых прихватами. Прихват – осложнение, вызванное нарушением технологии бурения или недостаточно правильным учетом особенностей геологического строения. Пытаясь устранить прихват, часто прилагают усилие, при котором колонна обрывается. Прихват осложняется аварией. Для избежания и предупреждения затяжек и прихватов необходимо добавлять в буровой раствор вещества, обладающие повышенной смазывающей способностью, понижать избыточное давление в скважине, предотвращать желобообразования и тщательной очищать раствор и уменьшать липкость фильтрационных корок.

Возникновение осыпей и обвалов пород и сужение стволов проявляется в повышении давления в нагнетательной линии насосов при промывке, выносе на поверхность большого количества песка и крупных обломков пород, значительном увеличении усилия, затрачиваемого для приподнимания колонны труб. Одна из причин осложнений – изменение напряженного состояния в породе. Осыпи и обвалы появляются при резком уменьшении давления раствора на стенки скважины при газонефтяном выбросе и при опробовании пласта. В результате осыпей и обвалов пород образуются каверны, затрудняется вынос выбуренной породы, так как уменьшаются скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами.

В случае наличия в горной породе раскрытых трещин, каналов и превышения бурового раствора на стенки скважины над пластовым давлением происходит поглощение раствора. Причинами возникновения данной ситуации может быть высокое гидродинамическое давление, возникающее при промывке скважины и обусловленное большой скоростью течения, небольшим зазором между колонной труб и стенкой скважины, при спуске колонны с большой скоростью.

Для устранения поглощения промывочной жидкости применяют следующие меры:

- уменьшение плотности бурового раствора;
- снижение скорости течения бурового раствора в затрубном пространстве;
- задавливание в пласт раствора с высоким предельным статическим напряжением сдвига и быстрым темпом структурообразования и оставление скважины в покое на несколько часов;
- добавление волокнистых и гранулированных материалов для закупорки ими трещин;
- бурение без выхода циркуляции с ориентацией на то, что выбуренные частицы постепенно заполняют трещины и каналы пласта;
- намывание инертных крупнозернистых материалов (гравий, песок);
- перекрытие зоны поглощения обсадными трубами.

Если пластовое давление хотя бы в одном из горизонтов превышает давление, создаваемое буровым раствором, может возникнуть приток жидкости в скважину. Приток может также наблюдаться при недостаточной дегазации раствора, при понижении уровня раствора в скважине. Газ проникает в виде мельчайших пузырьков через плохо заглинизированные стенки скважины или вместе с выбуренной породой. Особенно интенсивно этот процесс происходит при длительных остановках буровых работ. При циркуляции буровой раствор выносит пузырьки газа на поверхность. Находясь на забое скважины давление на пузырьки газа довольно высокое, отчего их размеры чрезвычайно малы. Однако по мере приближения к устью скважины давление на них уменьшается, и размеры пузырьков увеличиваются. Часть бурового раствора выбрасываются, давление на стенки скважины понижается, что приводит к открытому фонтанированию. Подобные проявления приводят к порче оборудования, остановки буровых операций, возможны взрывы и пожары.

Во избежание нефте-, газо-, водопроявлений необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- вести постоянное наблюдение за качеством бурового раствора;
- использовать буровой раствор с небольшой водоотдачей, возможно меньшим статическим напряжением сдвига;

- повышать плотность раствора до уровня, необходимого для подержания небольшого избытка давления в скважине над пластовым, но меньше того, при котором начинается разрыв пород и поглощение раствора;

- дегазировать буровой раствор, выходящий из скважины и при необходимости менять на раствор с большой плотностью;

- регулировать уровень раствора так, чтобы он находился всегда у устья;

- не оставлять скважину на длительное время без промывки.

При возникшем неуправляемом фонтанировании необходимо, прежде всего, герметизировать устье скважины, канал бурильных труб и информировать руководство. Работы по ликвидации нефте-, газопроявлений должны проводиться по специализированному плану, разработанному до начала ведения работ. В случае начала открытого фонтанирования буровая должна быть обесточена, произведена полная установка двигателей. На территории ведения работ необходимо потушить технические и бытовые топки, остановить ДВС, движение транспорта, принять меры по сбору изливающейся жидкости.

Мероприятия по предотвращению и ликвидации аварий

В целях предотвращения и ликвидации осложнений в скважине при различной интенсивности поглощений или при полном прекращении циркуляции промывочной жидкости предпринимаются следующие меры:

- уменьшение перепада давления в системе «скважина-пласт» путем изменения параметров промывочной жидкости;

- изоляция поглощающего пласта путем закупорки каналов пласта специальными наполнителями, цементными растворами или пастами;

- бурение без выхода циркуляции, с последующим спуском обсадной колонны.

При нефте-, газо-, водопроявлениях необходимо предпринять следующие меры:

- повысить плотность бурового раствора (в случаях, когда поступления пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине);

- подъем инструмента, во избежание проявления, производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины;

- установить интенсивность проявления в процессе бурения и промывок, для чего углубление скважины прекращается и ведется промывка в течение одного цикла циркуляции;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления;

- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны, о замеченных признаках проявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

При начавшемся поглощении необходимо предпринять следующие меры:

- поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или в прихвато-безопасный интервал и приступить к ликвидации поглощения;

- процесс бурения с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции производить по специальному проекту;

- установить интенсивность проявления газа в процессе бурения и промывок в буровом растворе. Для этого углубление скважины прекращается и ведется промывка в

течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы. При поступлении газа из выбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется;

- долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей;

- при появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны;

- подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород;

- не следует проводить кратковременные промежуточные промывки при наличии газированных забойных пачек;

- длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно установить отсекающий цементный мост;

- о замеченных признаках газо-, нефте-, водопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу;

- после закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявлений.

8. Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, мер по компенсации потерь биоразнообразия, если намечаемая деятельность может привести к таким потерям, возможных необратимых воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду и причин, по которым инициатором принято решение о выполнении операций, влекущих таких воздействия, способов и мер восстановления окружающей среды в случаях прекращения намечаемой деятельности

Природоохранные мероприятия должны быть направлены на сведение к минимуму негативного воздействия процесса строительства запроектированных объектов окружающей природной среды.

Меры по сокращению воздействия на атмосферный воздух

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных веществ и обеспечения безопасных условий труда, являются следующие мероприятия:

- выбор технологии и применяемого оборудования с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;

- постоянно контролировать работу технологического оборудования;

- регулирование топливной аппаратуры ДВС агрегатов и специального автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ;

- использование герметичных систем на технологическом оборудовании и складах ГСМ;

- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении в герметичных тарах;

- размещение источников выбросов загрязняющих веществ на площадке с учетом преобладающего направления ветра;
- строго соблюдать технологический регламент работы на стационарных дизельных установках;
- проверка двигателей автотранспорта на токсичность;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;
- упорядоченное движение транспорта на территории месторождения;
- не допускать утечек и проливов ГСМ на рельеф;
- содержание в исправном состоянии техники и автотранспорта, проведение профилактического осмотра;
- обучение технического персонала безаварийным методам работы, повышение профессиональной грамотности рабочих и специалистов;
- разработка плана мероприятий по реагированию на аварийные ситуации.

Меры по сокращению воздействия на водные ресурсы и их рациональному использованию

Расчет норм водопотребления и водоотведения для нужд буровой проводится в соответствии с отраслевыми методическими указаниями. Нормы рассчитываются для основных и вспомогательных операций и для хозяйственных нужд.

- при проведении строительных работ разрешается использование только тех веществ, на которые имеются утвержденные нормативы;
- при бурении скважины запрещается использование технологий, допускающих поглощение буровых растворов проницаемыми горизонтами, насыщенными водами хозяйственно-питьевого назначения;
- при вероятности водопроявления на буровой должна быть предусмотрена система сбора, хранения и транспортировки сильноминерализованных вод к месту их утилизации;
- отстоянные минерализованные сточные воды должны утилизироваться или сбрасываться после очистки в места, согласованные с природоохранными органами;
- допускается повторное использование отработанных буровых растворов при приготовлении новых порций буровых растворов для проходки нижележащих интервалов с целью снижения объемов накопления жидких отходов;
- допускается использование оставшихся по окончании бурения скважины бурового раствора, жидкости для глушения, буровых сточных вод и др. при бурении других скважин и ремонте после соответствующей очистки и обработки. При невозможности осуществления их дальнейшего использования (большие расстояния между скважинами и др.) они должны утилизироваться.

Меры по сокращению воздействия на подземные воды

Принятая конструкция скважины не допускает гидроразрывов пород при бурении, это предотвращает загрязнение подземных вод. Для изоляции верхних горизонтов предусматривается кондуктор, который цементируется до устья. Необходимые меры для охраны подземных вод:

- проверять качество крепления скважин АКЦ в целях предотвращения вертикальных заколонных перетоков;
- предусмотреть замкнутый цикл использования бурового раствора в циркуляционной системе буровой, не допущение выброса бурового раствора и загрязнения подземных вод;

- бурение скважины осуществлять в строгом соответствии с утвержденным ГТН для предотвращения возможного открытого фонтанирования;

- своевременно устранять течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их отработки и не допускать загрязнения подземных вод;

- хранение и использование химических реагентов производить в специально отведенных местах;

- применять контейнера для хранения и складирования сыпучих веществ;

- жидкие химические реагенты доставлять на буровую в специальных контейнерах, а сухие – в контейнерах и мешках;

- при испытании и освоении скважины возможен выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки бурения предусмотреть емкость для временного хранения пластовой жидкости;

- обеспечение раздельной системы сбора отходов бурения и тщательный контроль за появлением загрязнителей-репрезентантов в сопредельных средах;

При возможных аварийных ситуациях предусмотреть:

- Обваловывание участка с разлившимися ЗВ и присыпку его песчано-цементной смесью, уменьшающей фильтрацию компонентов;
- Откачку жидкости из обвалованнгого участка и удаление нефти с почв.

Меры по сокращению воздействия на геологическую среду и недра

При строительстве скважин на нефтных месторождениях должны проводиться мероприятия, обеспечивающие сохранение геологической среды и охрану недр, эти мероприятия включают:

- предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;

- надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

- необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, крепление и освоении.

Мероприятия по охране недр должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

При обводнении скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо провести специальные геофизические и гидрогеологические исследования для определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания.

Меры по сокращению воздействия на почвы и грунты

Для устранения или хотя бы значительного ослабления отрицательного влияния при строительстве скважин на природную экосистему необходимо:

- при проведении СМР снять слой почвы на определенную глубину с земельного участка, отведенного под строительство объекта и переместить слой почвы в места временного складирования для повторного использования при восстановлении земель;

- автоматическое отключение скважины при авариях отсекателями;

- обваловка устья скважины земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по постоянным автодорогам;
- организовать систему сбора твердо бытовых и производственных отходов;
- сбор и вывоз в спец. контейнерах отработанных масел, смазок, других материалов со своевременной сдачей их на регенерацию;
- провести качественную техническую рекультивацию земель.

Меры по сокращению воздействия на растительный и животный мир

Во избежание негативных воздействий на растительность и животное население прилегающих к буровой площадке территорий необходимо проведение целого комплекса профилактических и практических мероприятий:

- полностью предотвратить загрязнение почвы нефтепродуктами и другими типами промышленного загрязнения среды;
- проводить по мере необходимости очистку почвы от углеводородного сырья, проложить фиксированную систему дорог и подъездных путей на месторождении;
- исключить изливание пластовых вод при испытании;
- запретить преследование и уничтожение полезных видов животных (включая и браконьерство) путем издания соответствующего приказа по предприятию согласно законодательству по охране и использованию животного мира Казахстана;
- избегать уничтожения или разрушения гнезд, нор на близлежащей территории;
- сократить до минимума передвижения автотранспорта в ночное время;
- произвести ограждение всех технологических площадок и исключить случайное попадание животных на промплощадку;
- для защиты птиц от поражения электрическим током, применять «холостые» изоляторы;
- запретить кормление диких животных персоналом, а также в надлежащем порядке хранить отходы, являющиеся приманкой для диких животных.

Меры по восстановлению земельного участка

По окончании бурения и освоения скважин необходимо проведение следующих работ:

- демонтаж оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов;
- очистка территории буровой от металлолома, строительного мусора;
- снятие загрязненного грунта;
- восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории.

Техническая рекультивация состоит в удалении и захоронении строительных отходов, в дополнительной планировке местности, ремонте и укреплении насыпей, засыпке выемок и срезок.

После окончания строительных работ необходимо:

- при демонтаже складов ГСМ - убрать загрязненные участки;
- всю площадку скважины после окончания работ спланировать.

Меры по сохранению и компенсации потери биоразнообразия

В проекте выполнена предварительная идентификация и оценка наиболее вероятных неблагоприятных воздействий на компоненты окружающей природной среды.

Проект реализуется на территории, преобразованной в результате хозяйственной деятельности. Проектируемые работы будут происходить на территории действующего месторождения Карамандыбас. Ландшафты месторождения под воздействием многолетних

антропогенных и техногенных нарушений были подвержены механическим изменениям. Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался - территория является промышленно освоенной территорией. Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких-либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

На участке месторождения Карамандыбас отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

По итогам анализа оценки намечаемой деятельности негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

Определена предварительная значимость каждого вида воздействия, перечислены меры, разработанные в проектной документации для смягчения воздействий. Дана комплексная оценка воздействия на окружающую среду. При реализации проекта разработки месторождения Карамандыбас учтены требования экологических норм, применяемая технология бурения соответствует современному уровню развития науки и промышленности и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию запроектированных объектов при соблюдении предусмотренных мероприятий.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

-Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.

-В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что и на стадии строительства, и на стадии эксплуатации отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

-Реализация намечаемой деятельности не приведет:

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

-к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия участков с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

-к потере биоразнообразия из-за отсутствия соответствующей современному уровню технологии.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, утраченное в результате осуществленной деятельности.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

Расчеты представлены по рекомендуемому варианту № 2

1.1 Расчеты выбросов при строительстве скважин

Источник № 6101. Расчет выбросов пыли при работе бульдозера			
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	15,0
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	$т/м^3$	1,65
Объем грунта		$м^3$	100,0
Объем грунта	V	т	165,0
Время работы бульдозера	t	час/год	11,0
Расчет:			
Объем выделения пыли неорг. с содерж SiO2 70-20%, где:	g	г/с	**0,6720**
$g = K_1*K_2*K_3*K_4*K_5*K_7*B*G*N*10^6/3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	K_1		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	K_2		0,04
Коэф.учитывающий метеоусловия	K_3		1,2
Коэф.учит.местные условия	K_4		1
Коэф.учит.влажность материала	K_5		0,4
Коэф.учит.крупность материала	K_7		0,7
Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,40
$M = K_1*K_2*K_3*K_4*K_5*K_7*B*V$			
Общее пылевыделение	M	т/год	**0,0266**

Методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п

Источник № 6102. Расчет выбросов пыли при работе экскаватора			
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Количество переработанного грунта	G	т/час	12,00
Количество работающей техники	N	ед.	1
Плотность грунта	p	$т/м^3$	1,65
Объем грунта		$м^3$	50,00
Объем грунта	V	т	82,50
Время работы экскаватора	t	час/год	7
Расчет:			
Объем выделения пыли неорг. с содерж SiO2 70-20%, где:	g	г/с	**0,8064**
$g = K_1*K_2*K_3*K_4*K_5*K_7*B*G*N*10^6/3600$			
Вес. доля пыл. фракции в материале	P_1		0,03
Доля пыли переходящая в аэрозоль	P_2		0,04
Коэф.учитывающий скорость ветра	P_3		1,2
Коэф.учит.влажность материала	P_4		0,4
Коэф.учит.крупность материала	P_5		0,7
Коэф.учит.местные условия	P_6		1
Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,60
$M = K_1*K_2*K_3*K_4*K_5*K_7*B*V$			
Общее пылевыделение	M	т/год	**0,0200**

Методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п

Источник №6103. Расчет выбросов пыли при работе автосамосвала			
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Грузоподъемность	G	т	10
Средняя скорость транспортир. G2=N1*L/N	G2	км/час	15
Число ходов всего транспорта в час	N1	ед/час	1,0
Средняя протяженность 1 ходки	L	км	15
Влажность материала		%	8
Средняя площадь груз. платформы	F	$м^2$	10,00
Число машин, работающих на стр.уч-ке	N	ед.	1,00
Время работы	t	час	16,0
Расчет: ***Мсек=С1*С2*С3*С6*С7*N*L*g1/3600+С4*С5*К5*q2*F*N***			
Объем пылевыделения	g	г/с	**0,0381**
Коэф.зависящий от грузоподъемности	C_1		1,00
Коэф.учит.ср.скорость транспортирования	C_2		1,00
Коэф.учит.состояние дорог	C_3		1
Пылевыделение на 1 км пробега	q_1	г/км	1450
Коэф.учит.профиль поверхности	C_4		1,45
Коэф.завис.от скорости обдува	C_5		1,2
Коэф.учит.влажность материала	C_6		0,4
Пылевыделение с единицы площади	q2	$г/м^2*с$	0,002
Коэф.учит. долю пыли уносимой в атм.	C_7		0,01
Мгод=0,0036*Мсек*t			
Общее пылевыделение (пыль неорг. с содерж SiO2 70-20%)	$М_{пыль}$	т/год	**0,0022**

Методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п

Источник №0001. Дизель-генератор при бурении (резервный)					
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	450		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	4,644		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	60		
Удельный расход топлива	B	кг/час	77,4		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных		час/год	г/кг топл.		
данных, значение	e_{co}	6,2	26,0	Максимальный выброс i-го вещества (г/с)	
выбросов для стацион.	e_{NOx}	9,60	40,0	**M = (1/3600) * e *P**	
дизельных установок,	$e_{сн}$	2,9	12,0		
до кап.ремонта	$e_{сажа}$	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г)	
	e_{SO2}	1,2	5,0	**Q = (1/1000) * g * G**	
	e_{CH2O}	0,12	0,5		
	$e_{бензп.}$	0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M_{NO2}	**г/с**	0301	9,6 * 450 * (1/3600) *0,8	**0,9600**
	M_{NO}	**г/с**	0304	9,6 * 450 * (1/3600) *0,13	**0,1560**
	Mсажа	**г/с**	0328	0,5 * 450 * (1/3600)	**0,0625**
	M_{SO2}	**г/с**	0330	1,2 * 450 * (1/3600)	**0,1500**
	Mco	**г/с**	0337	6,2 * 450 * (1/3600)	**0,7750**
	$M_{бензп.}$	**г/с**	0703	1,2E-05 * 450 * (1/3600)	**1,5E-06**
	M_{CH2O}	**г/с**	1325	0,12 * 450 * (1/3600)	**0,0150**
	M_{CH}	**г/с**	2754	2,9 * 450 * (1/3600)	**0,3625**
	Q_{NO2}	**т/скв/год**	0301	40 * 4,644 * (1/1000) *0,8	**0,1486**
	Q_{NO}	**т/скв/год**	0304	40 * 4,644 * (1/1000) *0,13	**0,0241**
	Qсажа	**т/скв/год**	0328	2 * 4,644 * (1/1000)	**0,0093**
	Q_{SO2}	**т/скв/год**	0330	5 * 4,644 * (1/1000)	**0,0232**
	Qco	**т/скв/год**	0337	26 * 4,644 * (1/1000)	**0,1207**
	$Q_{бензп.}$	**т/скв/год**	0703	5,5E-05 * 4,644 * (1/1000)	**3E-07**
	Q_{CH2O}	**т/скв/год**	1325	0,5 * 4,644 * (1/1000)	**0,0023**
	Q_{CH}	**т/скв/год**	2754	12 * 4,644 * (1/1000)	**0,0557**
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст.	
				Gor = G_B * (1+1/(f *n*Lэ)), где	
				G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P1 * f *n * Lэ)	
Удельный расход топлива	b	г/кВт*ч	172		
на эксп. реж.двиг.(паспорт)					
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг.					
1 кг топлива = 14,3	Lэ	кг воз/кг топ.			
		кг/с	**Gor**	8,7200 * 1E-06 * 172,0 * 450	**0,6749**
				Обьемный расход отр. газов	
				Qor = Gor / Yor, где	
Удельн. вес отраб. газов		кг/м^3	**Yor**	**Yor = Yo(при t=0^{0}C)/(1+Tor/273), где**	**0,4627**
Удельн.вес отраб.газов при					
t = 0^{0}C	Yo	кг/м^3	1,31		
Температура отр. газов	Tor	^{o}C	500		
		м^3/с	**Qor**	0,6749 / 0,463	**1,459**
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	
				W =4 * Qor / пd^2	
		м/с	**W**	4 * 1,459 / 3,14 * 0,2*0,2	**46,459**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.

Источник №0002. Дизель-генератор при бурении					
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	450		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	65,016		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	840		
Удельный расход топлива	B	кг/час	77,4		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных		час/год	г/кг топл.		
данных, значение	e_{co}	6,2	26,0	Максимальный выброс i-го вещества (г/с)	
выбросов для стацион.	e_{NOx}	9,60	40,0	**M = (1/3600) * e *P**	
дизельных установок,	$e_{сн}$	2,9	12,0		
до кап.ремонта	$e_{сажа}$	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г)	
	e_{SO2}	1,2	5,0	**Q = (1/1000) * g * G**	
	e_{CH2O}	0,12	0,5		
	$e_{бензп.}$	0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M_{NO2}	**г/с**	0301	9,60 * 450 * (1/3600) *0,8	**0,9600**
	M_{NO}	**г/с**	0304	9,6 * 450 * (1/3600) *0,13	**0,1560**
	Mсажа	**г/с**	0328	0,5 * 450 * (1/3600)	**0,0625**
	M_{SO2}	**г/с**	0330	1,2 * 450 * (1/3600)	**0,1500**
	Mco	**г/с**	0337	6,2 * 450 * (1/3600)	**0,7750**
	$M_{бензп.}$	**г/с**	0703	1,2E-05 * 450 * (1/3600)	**1,5E-06**
	M_{CH2O}	**г/с**	1325	0,12 * 450 * (1/3600)	**0,0150**
	M_{CH}	**г/с**	2754	2,9 * 450 * (1/3600)	**0,3625**
	Q_{NO2}	**т/скв/год**	0301	40 * 65,016 * (1/1000) *0,8	**2,0805**
	Q_{NO}	**т/скв/год**	0304	40 * 65,016 * (1/1000) *0,13	**0,3381**
	Qсажа	**т/скв/год**	0328	2 * 65,016 * (1/1000)	**0,1300**
	Q_{SO2}	**т/скв/год**	0330	5 * 65,016 * (1/1000)	**0,3251**
	Qco	**т/скв/год**	0337	26 * 65,016 * (1/1000)	**1,6904**
	$Q_{бензп.}$	**т/скв/год**	0703	5,5E-05 * 65,016 * (1/1000)	**4E-06**
	Q_{CH2O}	**т/скв/год**	1325	0,5 * 65,016 * (1/1000)	**0,0325**
	Q_{CH}	**т/скв/год**	2754	12 * 65,016 * (1/1000)	**0,7802**
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст.	
				Gor = G_B * (1+1/(f *n*Lэ)), где	
				G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P1 * f *n * Lэ)	
Удельный расход топлива	b	г/кВт*ч	172,000		
на эксп. реж.двиг.(паспорт)					
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг.					
1 кг топлива = 14,3	Lэ	кг воз/кг топ.			
		кг/с	**Gor**	8,7200 * 0,000001 * 172,0 * 450	**0,6749**
				Объемный расход отр. газов	
				Qor = Gor / Yor, где	
Удельн. вес отраб. газов		кг/м^3	**Yor**	**Yor = Yo(при t=0^{0}C)/(1+Tor/273), где**	**0,4627**
Удельн.вес отраб.газов при					
t = 0^{0}C	Yo	кг/м^3	1,31		
Температура отр. газов	Tor	^{o}C	500		
		м^3/с	**Qor**	0,6749 / 0,463	**1,459**
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	
				W =4 * Qor / пd^2	
		м/с	**W**	4 * 1,459 / 3,14 * 0,2*0,2	**46,459**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.

Источник №0003-0004. Дизельный двигатель при бурении					
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	969		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	55,625		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	840		
Удельный расход топлива	B	кг/час	66,220		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных		час/год	г/кг топл.		
данных, значение	e_{co}	5,3	22,0	Максимальный выброс i-го вещества (г/с)	
выбросов для стацион.	e_{NOx}	8,4	35,0	**M = (1/3600) * e *P**	
дизельных установок,	$e_{сн}$	2,4	10,0		
до кап.ремонта	$e_{сажа}$	0,4	1,5	Валовый выброс i-го вещества (т/г)	
	e_{SO2}	1,4	6,0	**Q = (1/1000) * g * G**	
	e_{CH2O}	0,1	0,4		
	$e_{бензп.}$	0,000011	0,000045		
Количество выбросов:	M_{NO2}	**г/с**	0301	8,40 * 969 * (1/3600) *0,8	**1,8088**
	M_{NO}	**г/с**	0304	8,4 * 969 * (1/3600) *0,13	**0,2939**
	Mсажа	**г/с**	0328	0,4 * 969 * (1/3600)	**0,1077**
	M_{SO2}	**г/с**	0330	1,4 * 969 * (1/3600)	**0,3768**
	Mco	**г/с**	0337	5,3 * 969 * (1/3600)	**1,4266**
	$M_{бензп.}$	**г/с**	0703	1,1E-05 * 969 * (1/3600)	**3,0E-06**
	M_{CH2O}	**г/с**	1325	0,1 * 969 * (1/3600)	**0,0269**
	M_{CH}	**г/с**	2754	2,4 * 969 * (1/3600)	**0,6460**
	Q_{NO2}	**т/скв/год**	0301	35 * 55,625 * (1/1000) *0,8	**1,5575**
	Q_{NO}	**т/скв/год**	0304	35 * 55,625 * (1/1000) *0,13	**0,2531**
	Qсажа	**т/скв/год**	0328	1,5 * 55,625 * (1/1000)	**0,0834**
	Q_{SO2}	**т/скв/год**	0330	6 * 55,625 * (1/1000)	**0,3337**
	Qco	**т/скв/год**	0337	22 * 55,625 * (1/1000)	**1,2237**
	$Q_{бензп.}$	**т/скв/год**	0703	4,5E-05 * 55,625 * (1/1000)	**3E-06**
	Q_{CH2O}	**т/скв/год**	1325	0,4 * 55,625 * (1/1000)	**0,0222**
	Q_{CH}	**т/скв/год**	2754	10 * 55,625 * (1/1000)	**0,5562**
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст.	
				Gor = G_B * (1+1/(f *n*Lэ)), где	
				G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b* P1 * f *n * Lэ)	
Удельный расход топлива	b	г/кВт*ч	68,338		
на эксп. реж.двиг.(паспорт)					
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг.					
1 кг топлива = 14,3	Lэ	кг воз/кг топ.			
		кг/с	**Gor**	8,7200 * 0,000001 * 68,3 * 969	**0,5774**
				Объемный расход отр. газов	
				Qor = Gor / Yor, где	
Удельн. вес отраб. газов		кг/м^3	**Yor**	**Yor = Yo(при t=0^{0}C)/(1+Tor/273), где**	**0,4627**
Удельн.вес отраб.газов при					
t = 0^{0}C	Yo	кг/м^3	1,31		
Температура отр. газов	Tor	^{o}C	500		
		м^3/с	**Qor**	0,5774 / 0,463	**1,248**
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	
				W =4 * Qor / nd^2	
		м/с	**W**	4 * 1,248 / 3,14 * 0,2*0,2	**39,749**

Расчет произведен на 1 источник выброса.

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.

Источники №№ 0005-0006. Дизельный двигатель при бурении					
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	563		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	41,321		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	840,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	49,192		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных		час/год	г/кг топл.		
данных, значение	e_{co}	6,2	26,0	Максимальный выброс i-го вещества (г/с)	
выбросов для стацион.	e_{NOx}	9,60	40,0	**M = (1/3600) * e *P**	
дизельных установок,	$e_{сн}$	2,9	12,0		
до кап.ремонта	$e_{сажа}$	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г)	
	e_{SO2}	1,2	5,0	**Q = (1/1000) * g * G**	
	e_{CH2O}	0,12	0,5		
	$e_{бензп.}$	0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M_{NO2}	**г/с**	0301	9,60 * 563 * (1/3600) *0,8	**1,2011**
	M_{NO}	**г/с**	0304	9,6 * 563 * (1/3600) *0,13	**0,1952**
	Mсажа	**г/с**	0328	0,5 * 563 * (1/3600)	**0,0782**
	M_{SO2}	**г/с**	0330	1,2 * 563 * (1/3600)	**0,1877**
	Mco	**г/с**	0337	6,2 * 563 * (1/3600)	**0,9696**
	$M_{бензп.}$	**г/с**	0703	1,2E-05 * 563 * (1/3600)	**1,9E-06**
	M_{CH2O}	**г/с**	1325	0,12 * 563 * (1/3600)	**0,0188**
	M_{CH}	**г/с**	2754	2,9 * 563 * (1/3600)	**0,4535**
	Q_{NO2}	**т/скв/год**	0301	40 * 41,321 * (1/1000) *0,8	**1,3223**
	Q_{NO}	**т/скв/год**	0304	40 * 41,321 * (1/1000) *0,13	**0,2149**
	Qсажа	**т/скв/год**	0328	2 * 41,321 * (1/1000)	**0,0826**
	Q_{SO2}	**т/скв/год**	0330	5 * 41,321 * (1/1000)	**0,2066**
	Qco	**т/скв/год**	0337	26 * 41,321 * (1/1000)	**1,0744**
	$Q_{бензп.}$	**т/скв/год**	0703	5,5E-05 * 41,321 * (1/1000)	**2E-06**
	Q_{CH2O}	**т/скв/год**	1325	0,5 * 41,321 * (1/1000)	**0,0207**
	Q_{CH}	**т/скв/год**	2754	12 * 41,321 * (1/1000)	**0,4959**
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст.	
				Gor = G_B * (1+1/(f *n*Lэ)), где	
				G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P1 * f *n * Lэ)	
Удельный расход топлива	b	г/кВт*ч	87,375		
на эксп. реж.двиг.(паспорт)					
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг.					
1 кг топлива = 14,3	Lэ	кг воз/кг топ.			
		кг/с	**Gor**	8,7200 * 0,000001 * 87,4 * 563	**0,4290**
				Обьемный расход отр. газов	
				Qor = Gor / Yor, где	
Удельн. вес отраб. газов		кг/м^3	**Yor**	**Yor = Yo(при t=0^{0}C)/(1+Tor/273), где**	**0,4627**
Удельн.вес отраб.газов при					
t = 0^{0}C	Yo	кг/м^3	1,31		
Температура отр. газов	Tor	^{o}C	500		
		м^3/с	**Qor**	0,4290 / 0,463	**0,927**
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	
				W =4 * Qor / nd^2	
		м/с	**W**	4 * 0,927 / 3,14 * 0,2*0,2	**29,528**

Расчет произведен на 1 источник выброса.

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.

Источник №0007. Котельная установка

Наименование, формула	Обозн	Ед-ца измер	Кол-во	Расчет	Резуль-тат
Исходные данные:					
Время работы	T	час/год	364		
Удельный вес д/т	г	т/м^3	0,860		
Расход топлива на горелку	B	кг/час	21,500		
Расход топлива	B	г/сек	5,972		
Расход топлива	B	тонн/год	7,818		
Расчет:					
Оксид углерода					
Пco=0,001*Cco*B*(1-g4/100)	M co	**т/год**		M = 0,001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)	**0,1087**
где: Cco = g^3 * R * Qi^r	M co	**г/сек**		G = 0,001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)	**0,0830**
g^3 = 0,5; R = 0,65; Qi^r= 42,75	C co				13,89
g4 = 0					
Диоксид азота					
ПNOx =0,001*B*Q*Knox*(1-b)*0,8	M NO_2	**т/год**		MNOT=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,8	**0,02166**
где Q = 42,75	M NO_2	**г/сек**		MNOG= 0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,8	**0,01654**
Кол-во окислов KNO= 0,081кг/1Гдж тепла					
Коэф. трансформации для NO2=0,8					
Оксид азота					
ПNOx=0,001*B*Q*Knox (1-b)*0,13	M NO	**т/год**		MNOT=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,13	**0,00352**
где Q = 42,75	M NO	**г/сек**		MNOG= 0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,13	**0,00269**
Кол-во окислов KNO= 0,081кг/1Гдж тепла					
Коэф. трансформации для NO=0,13					
Сажа					
M_ = BT · AR · F	M $_{Сажа}$	**т/год**		M = BT · AR · F	**0,0195**
где BT - расход топлива	M $_{Сажа}$	**г/сек**		G= BT · AIR · F	**0,001493**
A^r - зольность топлива	%				0,025
F - доля золы топлива в уносе	%				0,010
g - доля,уловлен в золоуловителе					0,0
Сернистый ангидрид	M_{SO2}	**т/год**		M = 0,02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT	**0,0460**
$П_{SO2}$ = 0,02*B*S^r*(1-$g^/_{so2}$)*(1-$g^{//}_{so2}$)	M_{SO2}	**г/сек**		G= 0,02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG	**0,0351**
где B - расход топлива					
S^r-содержание серы в топливе	%				0,00
$g^/so_2$-доля SO_2, связ. летуч золой					0,02
$g^{//}so_2$-доля SO_2, уловл в золоулов					0,0

Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	**W =4 * Vг / nd^2**	2,0428804	м/сек
Объемный расход уходящих продуктов сгорания	**Vг = 7.84 * α * B * Э/3600**	0,064	м3/сек

a = 1

Э = 1,37

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Источник №0008. Дизельный двигатель при испытании					
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Мощность агрегата	P	кВт	176,0		
Общий расход топлива	G	т/скв/год	7,164		
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
Высота выхлопной трубы	H	м	4		
Время работы	T	час/год	192,0		
Удельный расход топлива	B	кг/час	37,312		
Количество двигателей		шт.	1		
Расчет выбросов ЗВ:					
Согласно справочных		час/год	г/кг топл.		
данных, значение	e_{co}	6,2	26,0	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с)	
выбросов для стацион.	e_{NOx}	9,60	40,0	**M = (1/3600) * e *P**	
дизельных установок,	$e_{сн}$	2,9	12,0		
до кап.ремонта	$e_{сажа}$	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г)	
	e_{SO2}	1,2	5,0	**Q = (1/1000) * g * G**	
	e_{CH2O}	0,12	0,5		
	$e_{бензп.}$	0,000012	0,000055		
Количество выбросов:	M_{NO2}	**г/с**	0301	9,6 * 176 * (1/3600) *0,8	**0,3755**
	M_{NO}	**г/с**	0304	9,6 * 176 * (1/3600) *0,13	**0,0610**
	Mсажа	**г/с**	0328	0,5 * 176 * (1/3600)	**0,0244**
	M_{SO2}	**г/с**	0330	1,2 * 176 * (1/3600)	**0,0587**
	Mco	**г/с**	0337	6,2 * 176 * (1/3600)	**0,3031**
	$M_{бензп.}$	**г/с**	0703	1,2E-05 * 176 * (1/3600)	**6E-07**
	M_{CH2O}	**г/с**	1325	0,12 * 176 * (1/3600)	**0,0059**
	M_{CH}	**г/с**	2754	2,9 * 176 * (1/3600)	**0,1418**
	Q_{NO2}	**т/скв/год**	0301	40 * 7,164 * (1/1000) *0,8	**0,2292**
	Q_{NO}	**т/скв/год**	0304	40 * 7,164 * (1/1000) *0,13	**0,0373**
	Qсажа	**т/скв/год**	0328	2 * 7,164 * (1/1000)	**0,0143**
	Q_{SO2}	**т/скв/год**	0330	5 * 7,164 * (1/1000)	**0,0358**
	Qco	**т/скв/год**	0337	26 * 7,164 * (1/1000)	**0,1863**
	$Q_{бензп.}$	**т/скв/год**	0703	5,5E-05 * 7,164 * (1/1000)	**4E-07**
	Q_{CH2O}	**т/скв/год**	1325	0,5 * 7,164 * (1/1000)	**0,0036**
	Q_{CH}	**т/скв/год**	2754	12 * 7,164 * (1/1000)	**0,0860**
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст.	
				Gor = G_B * (1+1/(f *n*Lэ)), где	
				G_B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P1 * f *n * Lэ)	
Удельный расход топлива	b	г/кВт*ч	212,0		
на эксп. реж.двиг.(паспорт)					
Коэф.продувки = 1,18	f				
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n				
Теор.кол-во возд.для сжиг.					
1 кг топлива = 14,3	Lэ	кг воз/кг топ.			
		кг/с	**Gor**	8,7200 * 1E-06 * 212,0 * 176	**0,3254**
				Обьемный расход отр. газов	
				Qor = Gor / Yor, где	
Удельн. вес отраб. газов		кг/м^3	**Yor**	**Yor = Yo(при t=0^{0}C)/(1+Tor/273), где**	**0,4627**
Удельн.вес отраб.газов при					
t = 0^{0}C	Yo	кг/м^3	1,31		
Температура отр. газов	Tor	^{o}C	500		
		м^3/с	**Qor**	0,3254 / 0,463	**0,703**
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка	
				W =4 * Qor / пd^2	
		м/с	**W**	4 * 0,703 / 3,14 * 0,2*0,2	**22,397**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.

Источник №6001. Площадка скважины			
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Количество**
Исходные данные:			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,006588
Расчетная доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,07
Количество зап.-регул. арматуры	N	шт.	10
Суммарная утечка всех компонентов расч.-ся по формуле:	G	г/с	0,00128
$G = X \cdot Q \cdot N / 3,6$			
Фланцевые соединения (нефть):			
Расчетная величина утечки (Прил.Б1)	Q	кг/с	0,000288
Расчет. доля уплотн., потер. герметичность (Прил.Б1)	X		0,02
Количество фланцевых соединений	N	шт.	20
Суммарная утечка всех компонентов	G	г/с	0,000032
Время работы площадки			192,0
Расчет:			
$P = G \cdot C / 100$			
$M = P \cdot T \cdot 3600 / 1000000$			
Запорно-регулирующая арматура (нефть):			
Углеводороды С12-С19 (С=100%)		г/с	0,0013
		т/год	0,0009
Фланцевые соединения (нефть):			
Углеводороды С12-С19 (С=100%)		г/с	0,00003
		т/год	0,00002
Общие выбросы:			
Углеводороды С12-С19 (С=100%)		г/с	**0,00131**
		т/год	**0,00091**

Список литературы:

1. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Источник №6002. Насосы			
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Количество**
Исходные данные:			
Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяж. у/в):			
Удельный выброс	Q	кг/час	0,03
Количество оборудования	N	шт.	5
Количество одновременно работающего оборудования	NN	шт.	5
Максимально-разовый выброс	G	г/с	0,0417
G = Q · NN / 3,6			
Валовый выброс	M	т/год	0,148
M = Q · N· T / 1000			
Время работы площадки	T		984
Расчет выбросов:			
Углеводороды С12-19 (С=100%)			
Максимальный разовый выброс, г/с	P = G · C / 100		**0,0417**
Валовый выброс, т/год	M = M · C / 100		**0,1476**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов. Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Источник №6003. Блок приготовления раствора (узел пересыпки пылящих материалов)								
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**					
			каустическая сода	*барит /бентонит*	*карбонат кальция*	*сода кальцинированная*	*цемент*	*кальция хлорид*
Исходные данные:								
Время работы	T	час	22,9	6,3	96,3	16,3	289,5	17,4
Производительность отгрузки	GMAX	т/час	0,04	0,40	0,40	0,04	0,40	0,40
Количество отгружаемого материала	G	т/год	0,915	2,500	38,531	0,651	115,800	6,9490
Наименование загрязняющего вещества			**Натрий гидроксид**	**Пыль неорг. с содерж SiO2 70-20%**	**Кальций карбонат**	**диНатрий карбонат**	**Пыль неорг. с содерж SiO2 70-20%**	**Кальция хлорид**
Код загрязняющего вещества			**0150**	**2908**	**3119**	**0155**	**2908**	**3123**
Расчет:								
g = K1 · K2 · K3 · K4 · K5 · K7 · B · GMAX · 1000000 / 3600								
Объем пылевыделения, где	g	**г/с**	**0,0085**	**0,0853**	**0,1707**	**0,0043**	**0,0853**	**0,0427**
Весовая доля пылевой фракции в мат-ле	K1		0,04	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03
Доля пыли, переходящей в аэрозоль	K2		0,03	0,03	0,06	0,02	0,03	0,02
Коэф., учитывающий мест. условия	K4		1	1	1	1	1	1
Коэф., учитывающий метеорол. условия	K3SR		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Коэф., учитывающий макс. ск-ть ветра	K3		2	2	2	2	2	2
Коэф., учитывающий влажность мат-ла	K5		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Коэф., учитывающий крупность мат-ла	K7		1	1	1	1	1	1
Коэф., учитывающий выс. падения мат-ла	B		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Общее пылевыделение	M	**т/скв/год**	**0,0004**	**0,0012**	**0,0355**	**0,00015**	**0,0534**	**0,0016**
M = K1 · K2 · K3SR · K4 · K5 · K7 · B · G								
Время работы, ч/год	448,60							

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Источник №6004. Емкость для сбора отходов бурения			
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Объем емкости	Vж	$м^3$	25
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	q	$кг/ч*м^2$	0,104
Общая площадь испарения	F	$м^2$	12,5
Коэф.зависящий от укрытия емкостей	$К_1$		0,5
Коэффициент, учитывающий характер объекта	$К_3$		0,11
Время работы	T	час	792,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Расчет выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,0715
$П_i^{о.м.о.} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot К_1 \cdot К_3$		**г/с**	**0,0199**
Углеводороды С12-С19		**т/скв/год**	**0,0566**

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки. Выбросы вредных веществ от песколовок, прудов, шламонакопителей

Источник №6005. Емкость для сбора нефти			
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Объем емкости 50 $м^3$ - 2 шт.	Vж	$м^3$	100
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	g	$кг/ч*м^2$	0,104
Общая площадь испарения	F	$м^2$	50,0
Коэф.зависящий от укрытия емкостей	$К_{11}$		0,5
Коэффициент, учитывающий характер объекта	$К_3$		0,11
Время работы	T	час	192,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,2860
$П_i^{о.м.о.} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot К_1 \cdot К_3$		**г/с**	**0,0794**
Углеводороды С12-С19		**т/скв/год**	**0,0549**

Список литературы:
Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии" Приложение №2 к приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п
П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки.
Выбросы вредных веществ от песколовок, прудов, шламонакопителей

Источник №6006. Сепаратор			
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Объем аппарата	V	$м^3$	20
Давление в аппарате	P	гПа	1520
Средняя молярная масса паров н/пр.	Мп	г/моль	81
Время работы	T	час.	192,0
Средняя темп. в аппарате	t	K	298
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле: ***П=0,037*(P*V/1011)0,8*√Mn/T***	Пр	кг/час	0,2937
Углеводороды С12-С19		**г/с**	**0,0816**
		т/скв/год	**0,0564**

Список литературы:

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Сборнику методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 г.

п. 5.2.1 От аппаратов, колонн, реакторов и других емкостей, в которых вещества находятся, в основном, в парогазовой фазе

Источник №6007. Емкость хранения дизтоплива	
Максимальные выбросы при сливе нефтепродукта из автоцистерны в резервуар определяются по формуле, г/с: **GR = (CMAX · VSL) / 3600**	0,01000
Годовые выбросы, т/год: **MR = MZAK + MPRR**	0,00855
J - удельный выброс при проливах, г/м3	50
VSL - Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час	16
Выбросы при закачке в резервуары, т/год: **MZAK = (COZ · QOZ + CVL · QVL) / 1000000**	0,00045
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год: **MPRR = 0.5 · J · (QOZ + QVL) / 1000000**	0,00810
QOZ - количество закач. в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3	161,938
QVL - количество закач. в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3	161,938
CMAX - максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/$м^3$ (Прил. 15)	2,25
COZ - концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м3 (Прил. 15)	1,19
CVL - концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3 (Прил. 15)	1,6
Время работы, ч/год	1032,0

Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды С12-С19
C_i мас%	0,28	99,72
M, г/сек	**0,00003**	**0,00997**
G, т/год	**0,000024**	**0,00852**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9

Источник №6008. Емкость моторного масла			
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	$м^3$/час	3
Общий расход масла	$B_{оз}$	т	9,368
		$м^3$	10,073
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний	QOZ	м3/период	5,037
и весенне-летний периоды	QVL	м3/период	5,037
Плотность масла	p	т/$м^3$	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/$м^3$	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	CMAX	г/$м^3$	0,24
Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний	COZ	г/$м^3$	0,15
и весенне-летний периоды года (Прил. 15)	CVL	г/$м^3$	0,15
Время работы	T	час	1032,0
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, **MZAK = (COZ · QOZ + CVL · QVL) / 10^6**		0,0000015	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, **MPRR = 0,5 · J · (QOZ + QVL) / 10^6**		0,000063	т/скв/год
Максимальный выброс, GR = (CMAX · VSL) / 3600		**0,0002**	**г/сек**
Валовый выброс, MR = MZAK + MPRR		**0,000064**	**т/скв/год**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9

Источник №6009. Емкость отработанного масла			
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар	VSL	$м^3$/час	3
Общий расход масла	$B_{оз}$	т	7,026
		$м^3$	7,555
Кол-во закачиваемого в резервуар нефтепр-та в осенне-зимний	QOZ	м3/период	3,777
и весенне-летний периоды	QVL	м3/период	3,777
Плотность масла	p	т/$м^3$	0,93
Удельный выброс при проливах	J	г/$м^3$	12,5
Концентрация паров нефтепродукта в емкости	CMAX	г/$м^3$	0,24
Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний	COZ	г/$м^3$	0,15
и весенне-летний периоды года (Прил. 15)	CVL	г/$м^3$	0,15
Время работы	T	час	1032,0
Расчет выбросов масла минерального (2735)			
Выбросы при закачке в рез-р, MZAK = (COZ · QOZ + CVL · QVL) / 10^6		0,0000011	т/скв/год
Выбросы паров нефтепр-та при проливах, MPRR = 0,5 · J · (QOZ + QVL) / 10^6		0,000047	т/скв/год
Максимальный выброс, GR = (CMAX · VSL) / 3600		**0,00020**	**г/сек**
Годовой выброс, MR = MZAK + MPRR		**0,000048**	**т/скв/год**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005. Расчет по п. 9

Источник №6010. Установка подачи топлива					
Наименование	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Кол-во дизтоплива, поступившего на установку	VNP0	т	278,534		
Объем дизтоплива, поступившего на установку	VNP	$м^3$	323,877		
Производительность закачки	V0	$м^3$/час	16		
Объем газовоздушной смеси	V1	$м^3$/с	0,00444		
Максимальная концентрация паров углеводородов	C	г/$м^3$	5		
Удельные потери нефтепродукта	QT	т/$м^3$	20		
Время работы	T	час	27,0		
Расчет выбросов:					
Количество выбросов рассчитывается по формуле:	G	**г/с**	**G = V1 · C**		**0,02222**
	M	**т/скв/год**	**M = VNP · QT · 0.000001**		**0,00648**

Идентификация состава выбросов:

Определяемый параметр	Сероводород	Углеводороды С12-С19
C_i мас%	*0,28*	*99,72*
M, г/сек	**0,00006**	**0,02216**
G, т/год	**0,000018**	**0,006459**

Список литературы:

Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами. Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов. Расчет по пункту 5.3.2. При наливе в транспортные средства

Источник №6011. Сварочный пост. Ручная дуговая сварка					
Наименование, формула	**Обозн.**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:					
Кол-во электродов УОНИ 13/55	n	кг	60,0		
Уд. выброс оксидов железа	q	г/кг	13,90		
Уд. выброс марганца и его соед.	q	г/кг	1,09		
Уд. выброс пыли неорганической	q	г/кг	1,00		
Уд. выброс фтор-тых соединий	q	г/кг	0,93		
Уд. выброс диоксида азота	q	г/кг	2,7		
Уд. выброс оксидов углерода	q	г/кг	13,3		
Уд. выброс фторидов	q	г/кг	1,0		
Макс. расход сварочных материалов	B	кг/час	1,2		
Время работы	t	час	72		
Расчет:					
Количество выбросов ЗВ (т/год)	Q_{FeO}	**г/сек**		13,90 * 1,2 / 3600	**0,0046**
рассчитывается по формуле:		**т/скв/год**		60,0 * 13,90 / 10^6	**0,0008**
Q = q * n / 10^6	Q_{MnO}	**г/сек**		1,09 * 1,2 / 3600	**0,0004**
где:		**т/скв/год**		60,0 * 1,09 / 10^6	**0,0001**
q- удельный выброс ЗВ	Q_{NO2}	**г/сек**		2,70 * 1,2 / 3600	**0,0009**
n-расход электродов, кг		**т/скв/год**		60,0 * 2,70 / 10^6	**0,0002**
1000000 - коэф.перевода в тонны	Q_{CO}	**г/сек**		13,30 * 1,2 / 3600	**0,0044**
Количество выбросов ЗВ (г/с):		**т/скв/год**		60,0 * 13,30 / 10^6	**0,0008**
G = q · B / 3600	Q_{HF}	**г/сек**		0,93 * 1,2 / 3600	**0,0003**
		т/скв/год		60,0 * 0,93 / 10^6	**0,0001**
	Q_F	**г/сек**		1,00 * 1,2 / 3600	**0,0003**
		т/скв/год		60,0 * 1,00 / 10^6	**0,0001**
	$Q_{пыль}$	**г/сек**		1,00 * 1,2 / 3600	**0,0003**
	неорг	**т/скв/год**		60,0 * 1,00 / 10^6	**0,0001**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Источник №6012. Газорезка			
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм**	**Кол-во**
Исходные данные:			
Толщина разрезаемого материала	L	мм	10
Уд.выброс оксидов марганца	q	г/ч	1,9
Уд. выброс оксид железа	q		129,1
Уд.выброс оксида углерода	q		63,4
Уд.выброс диоксида азота	q		64,1
Время работы	T	час	5,0
Расчет:	**G_{FeO}**	**г/с**	**0,0359**
Количество выбросов ЗВ (т/год):	**Q_{FeO}**	**т/скв/год**	**0,0006**
от газорезки составит:	**G_{MnO}**	**г/с**	**0,0005**
$Q = q * T/10^6$	**Q_{MnO}**	**т/скв/год**	**0,00001**
	G_{NO2}	**г/с**	**0,0178**
Количество выбросов ЗВ (г/с):	**Q_{NO2}**	**т/скв/год**	**0,0003**
$G = q / 3600$	**G_{CO}**	**г/с**	**0,0176**
	Q_{CO}	**т/скв/год**	**0,0003**

Список литературы:
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Источник №6013. ДВС автотранспорта				
Наименование	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Расчет**	**Результат**
Исходные данные:				
Число работающей техники	N	шт.	3	
Время работы машин с дизельным ДВС	t	час/год	540	
Выбросы ВВ				
Диоксид азота (коэф.трансф. - 0,8)	K_{NO2}	кг/т	32,0	
Оксид азота (коэф.трансф. - 0,13)	K_{NO}	кг/т	5,20	
Сажа (углерод черный)	K_C	кг/т	15,5	
Сернистый газ	K_{SO2}	кг/т	20,0	
Оксид углерода	K_{CO}	кг/т	100,0	
Бенз(а)пирен	Кбенз.	кг/т	0,00032	
Углеводороды	K_{CH}	кг/т	30,0	
Расчет:				
Максимальный выброс:	M	**г/сек**	**M = 0,013 * K * N * 1000/3600**	
	M_{NO2}	0301		0,3467
	M_{NO}	0304		0,0563
	M_C	0328		0,1679
	M_{SO2}	0330		0,2167
	M_{CO}	0337		1,0833
	$M_{бенз(а)}$	0703		3,5E-06
	M_{CH}	2754		0,3250
Валовый выброс:	g	**т/год**	**g = 0,013 * K * t * N/ 1000**	
	g_{NO2}	0301		0,2246
	g_{NO}	0304		0,0365
	g_C	0328		0,1088
	g_{SO2}	0330		0,1404
	g_{CO}	0337		0,7020
	$g_{бенз(а)}$	0703		2E-06
	g_{CH}	2754		0,2106

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-п

1.2 Расчеты выбросов при эксплуатации вновь вводимых источников

Расчет выбросов от неорганизованных источников

Литература:" *Методические указания расчета выбросов отп редприятий,осуществляющих хранение и реализацию ефтепродуктов (нефтебазы,АЗС) и других жидкостей и газов", приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-о*

№ п.п	Наименование	Обозн.	Един. изм.	Колич. Расчет. вел-на утечки	Колич. Расчет. доля упл. потер. герм.	Пл-ка скважины на 1 скв	Пл-ка АГЗУ	Пл-ка ГУ	Площадка СИБ	Площадка УГО-200, УДО-200 на УПСВ	Площадка КСУ, ГКС на УПСВ
1	**Исходные данные:**										
	Количество выбросов:										
	ЗРА:										
	тяжелые УВ	Пзн	кг/час	0,0066	0,070						
	на легкие УВ	Пзк	кг/час	0,012996	0,365						
	газовая среда	Пзг	кг/час	0,0210	0,293						
	ФС:										
	тяжелые УВ	Пфн	кг/час	0,00028	0,020						
	на легкие УВ	Пфк	кг/час	0,00038	0,050						
	газовая среда	Пфг	кг/час	0,00073	0,030						
	ПК										
	тяжелые УВ	Ппн	кг/час	0,111	0,350						
	на легкие УВ	Ппк	кг/час	0,084	0,250						
	газовая среда	Ппг	кг/час	0,136	0,460						
	Время работы		час/год			8760	8760	8760	8760	8760	8760
	Газовая среда:										
	Количество ПК		шт						1		
	Количество ЗРА		шт						12		8
	Количество ФС		шт						24		13
	Легкие УВ:										
	Количество ЗРА		шт			6	14	258		2	
	Количество ФС		шт			12	28	516		4	
	Количество ПК		шт								
2	**Расчет:**					**Результаты расчета**					
	Газ:										
	$Y=n_{зра}*0,021*0,293+n_{ф}*0,00073*0,03+nпк*0,136*0,46$, кг/час		кг/час						0,1369		0,0495
			г/с						**0,0380**		**0,0138**
			т/год						**1,1992**		**0,4336**
	нефть:										
	$Y=n_{зра}*0,013*0,365+n_{ф}*0,00038*0,05+nпк*0,084*0,25$		кг/час			0,0287	0,0669	1,2546		0,0096	
			г/с			**0,0080**	**0,0186**	**0,3485**		**0,0027**	
			т/год			**0,2514**	**0,5860**	**10,9903**		**0,0841**	
3	***Идентификация выбросов***	***% (топл. газ)***	***% (сырая нефть)***	***% (сырой газ)***							
0333	***Сероводород***		***0,06***	***2,68***	***г/с***	***5,E-06***	***1,E-05***	***0,0002***	***0,0010***	***0,000002***	***0,0004***
					т/год	***0,0002***	***0,0004***	***0,0066***	***0,0321***	***0,0001***	***0,0116***
0405	***Пентан***			***2,65***	***г/с***				***0,0010***		***0,0004***
					т/год				***0,0318***		***0,0115***
0410	***Метан***	***100***		***14,12***	***г/с***				***0,0054***		***0,0019***
					т/год				***0,1693***		***0,0612***
0412	***Изобутан***			***3,82***	***г/с***				***0,0015***		***0,0005***
					т/год				***0,0458***		***0,0166***
0415	***Углеводороды С1-С5***		***72,46***	***63,39***	***г/с***	***0,0058***	***0,0135***	***0,2525***	***0,0241***	***0,0020***	***0,0087***
					т/год	***0,1822***	***0,4246***	***7,9636***	***0,7602***	***0,0609***	***0,2749***
0416	***Углеводороды С6-С10***		***26,8***		***г/с***	***0,0021***	***0,0050***	***0,0934***		***0,0007***	
					т/год	***0,0674***	***0,1570***	***2,9454***		***0,0225***	
0602	***Бензол***		***0,35***		***г/с***	***3,E-05***	***7,E-05***	***0,0012***		***0,00001***	
					т/год	***0,0009***	***0,0021***	***0,0385***		***0,0003***	
0616	***Ксилол***		***0,11***		***г/с***	***9,E-06***	***2,E-05***	***0,0004***		***0,000003***	
					т/год	***0,0003***	***0,0006***	***0,0121***		***0,0001***	
0621	***Толуол***		***0,22***		***г/с***	***2,E-05***	***4,E-05***	***0,0008***		***0,00001***	
					т/год	***0,0006***	***0,0013***	***0,0242***		***0,0002***	

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от устьевого нагревателя УН-0,2

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	**Оксид углерода и метан:**			
Диаметр трубы	d	м	0,75	**$П_{CO}$=1.5*B*10^{-3};**			
Высота трубы	H	м	4,5				
Расход топливного газа (макс.)	Q	$м^3$/час	25,0	**$П_{CH4}$=1.5*B*10^{-3};**			
Расход газа на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	219 000,0				
Расход газа на печь	B	кг/час	20,25				
Удельный вес газа		кг/$м^3$	0,81	**Диоксид азота:**			
Содержание серы		%	0	**$П_{NOx}$=Vr*C_{NOx}**			
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	**г/с**	**т/год**
					0,0304	**0,0084**	**0,2663**
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год
					0,0566	0,0157	0,4958
						г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)						**0,0126**	**0,3966**
Оксид азота (NO)						**0,0020**	**0,0645**
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час							838
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						$м^3$/час	$м^3$/сек
Vr=7.84*α*B*Э						282,9	0,0786
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)							1,1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)							1,62
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/$м^3$							0,0002
C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*$α^{0.5}$* Vcr/Vr*10^{-6}							
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час							964,5
Qф=29.4*Э*B/n							
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr				0,84
			Qф/Qp				1,1510
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с							0,1780
w=(4*Vr)/(3.14*d^2)							

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Итоговые выбросы от устьевого подогревателя УН-0,2:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0301	Азота диоксид	0,0126	0,3966
0304	Азота оксид	0,0020	0,0645
0337	Оксид углерода	0,0959	0,2663
0410	Метан	0,0959	0,2663

Расчет выбросов от продувочной свечи печи

Исходные данные:	**Обозн.**	**Ед.изм.**	**Кол-во**
Диаметр свечи	Ду	м	0,05
Высота продувочной свечи	h	м	3
Плотность газа	ρ	кг/$м^3$	0,81
Время продувки	t	сек	30
		час/год	0,017
Расчет:			
Объем газа при продувке определяется по ф-ле 3.4 методики:			
Vccm =Vк*Pa*To/PoZ*Ta**	V	$м^3$	0,3892
где: Vк - геометр. объем компр.части	Vк	$м^3$	0,05
Атмосферное давление	Po	МПа	0,1
температура газа при 0°С	To	°К	273
давление и температура в оборудовании	Pa	МПа	0,70
	Ta	°К	279
Коэффициент сжимаемости газа	Z		0,88
Объемный расход газа: V_1=V_{ccm}/t	V_1	$м^3$/с	0,0130
Максимальные выбросы УВ: M=V*ρ	G	кг/сек	0,3153
		г/с	10,5100
Секундный выброс, отнесенный к 20-ти мин. осреднению	**$M_{метан}$**	**г/с**	**0,2628**
Валовый выброс в-ва: Углеводороды С1-С5	**$G_{метан}$**	**т/год**	**0,0003**
Скорость выхода ГВС:	W	м/с	6,624
W=V_1/S, где S=πD^2/4			

Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение 1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-ө

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от сепаратора НГС

Выбросы определены согласно "Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.

П = 0,004*(P*Vап / 1011)^{0,8} / Кд (кг/ч)

Наименование	Количество	P	Объем	(P*Vап/ 1011)^{0,8}	$К_д$	Время работы	Выбросы загрязняющих веществ		
	шт.	гПа	$м^3$			час/год	кг/час	г/сек	т/год
сепаратор	1	2027	100	69,45	0,39	8760	0,7123	0,1979	6,2397

Определяемый параметр	Углеводороды					сероводород
	Предельные		Ароматические			
	С1-С5	С6-С10	бензол	ксилол	толуол	
	72,46	26,8	0,35	0,11	0,22	*0,06*
М , г/с	*0,1434*	*0,0530*	*0,0007*	*0,0002*	*0,0004*	*0,0001*
G , т/год	*4,5213*	*1,6722*	*0,0218*	*0,0069*	*0,0137*	*0,0037*

Источник № Насосы на ГУ

Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Количество
Исходные данные:			
Насосы НБ-125:			
Удельный выброс	Q	кг/час	0,05
Количество оборудования	N	шт.	1
Количество одновременно работающего оборудования	NN	шт.	1
Максимально-разовый выброс	G	г/с	0,0139
G = Q / 3,6			
Валовый выброс	M	т/год	0,438
M = Q · T / 1000			
Время работы	T		8760

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды					H_2S
	Предельные		Ароматические			
	С1-С5	С6-С10	бензол	ксилол	толуол	
Ci, масс.%	72,46	26,8	0,35	0,11	0,22	*0,06*
Mi, г/сек	*0,0101*	*0,0037*	*0,00005*	*0,000015*	*0,00003*	*0,000008*
Gi, т/год	*0,3174*	*0,1174*	*0,0015*	*0,0005*	*0,0010*	*0,0003*

Список литературы:

Расчет выполнен по Методическим указаниям расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 29 июля 2011 года № 196-п.

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от печи подогрева нефти ПТ-16/150

Исходные данные:				**Расчетные формулы:**
Тепловая мощность печи		Гкал/час	1,7	**Оксид углерода и метан:**
Диаметр трубы	d	м	0,75	**$П_{CO}$=1.5*B*10^{-3};**
Высота трубы	H	м	4,5	
Расход топливного газа (макс.)	Q	$м^3$/час	306,0	**$П_{CH4}$=1.5*B*10^{-3};**
Расход газа на разогрев нефти	Q	$м^3$/год	2 680 560,0	
Расход газа на печь	B	кг/час	247,86	
Удельный вес газа		кг/$м^3$	0,81	**Диоксид азота:**
Содержание серы		%	0	**$П_{NOx}$=Vr*C_{NOx}**
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	8760	

	кг/час	г/с	т/год
Расчет выбросов оксида углерода и метана:		**г/с**	**т/год**
	0,3718	**0,1033**	**3,2570**
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	1,0388	0,2886	9,0999
		г/с	**т/год**
Диоксид азота (NO_2)		**0,2309**	**7,2799**
Оксид азота (NO)		**0,0375**	**1,1830**

Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час		7123
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:	$м^3$/час	$м^3$/сек
Vr=7.84*α*B*Э	3462,8	0,9619
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)		1,1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)		1,62
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2, кг/$м^3$		0,0003
C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*$α^{0.5}$* Vcr/Vr*10^{-6}		
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час		11805,1
Qф=29.4*Э*B/n		
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа Vcr/Vr		0,84
Qф/Qp		1,6573
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с		2,1784
w=(4*Vr)/(3.14*d^2)		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Итоговые выбросы от печи подогрева нефти ПТ-16/150:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0301	Азота диоксид	0,2309	7,2799
0304	Азота оксид	0,0375	1,1830
0337	Оксид углерода	0,1908	3,2570
0410	Метан	0,1908	3,2570

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от дренажной емкости 25 **м3**

Расчет проведен по:

1. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2005 г.

Расчетная формула:

Расчет выбросов углеводородов производится по формулам:

$$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*Kв*Vч^{max}/10^4$$ г/сек

$$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*Kв+Kt^{min})*Kp^{cp}*Коб*B/10^7/r_ж$$ т/год

где Ktmin, Ktmax - опытные коэффициенты (приложение 7);

Kpcp, Kpmax - опытные коэффициенты (приложение 8);

Ps38 - давление насыщенных паров нефтей при температуре 38°С, мм.рт.ст

m - молекулярная масса паров жидкости, г/моль (приложение 5);

Vчmax - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из

резервуара во время его закачки, м3/час;

Кв - опытный коэффициент (приложение 9);

КОБ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);

rж - плотность жидкости, т/м3;

В - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

Исходные данные

Наименование продукта	$Vч^{max}$, $м^3$/час	В, т/год	Режим эксплуатации	$Vр, м^3$	$r_ж$	кол-во емкостей, шт	$К_{об}$	ССВ
нефтяная эмульсия	4	25,0	мерник	25	0,854	1	2,5	отс

продолжение исходных данных

Конструкция рез-ра	P_{38}	m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp^{max}	Kp^{cp}	Кв
подземный горизонтальный	77,26	75	1,09	0,92	0,8	0,56	1

Результаты расчета

Выбросы ЗВ	г/сек	т/год
пары нефти	***0,3294***	***0,0140***

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды					сероводород
	Предельные		Ароматические			
	С1-С5	С6-С10	бензол	ксилол	толуол	
Сi, масс.%	72,46	26,8	0,35	0,11	0,22	*0,06*
Mi, г/сек	*0,2387*	*0,0883*	*0,0012*	*0,0004*	*0,0007*	*0,0002*
Gi, т/год	*0,0101*	*0,0038*	*5,E-05*	*2,E-05*	*3,E-05*	*8,E-06*

Расчет выбросов ЗВ в атмосферный воздух от дренажной емкости 8 **м3**

Расчет проведен по:

1. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2005 г.

Расчетная формула:

Расчет выбросов углеводородов производится по формулам:

$$M=0,163*P_{38}*m*Kt^{max}*Kp^{max}*Kв*Vч^{max}/10^4$$ г/сек

$$G=0,294*P_{38}*m*(Kt^{max}*Kв+Kt^{min})*Kp^{cp}*Коб*B/10^7/r_ж$$ т/год

где Ktmin, Ktmax - опытные коэффициенты (приложение 7);

Kpcp, Kpmax - опытные коэффициенты (приложение 8);

Ps38 - давление насыщенных паров нефтей при температуре 38°С, мм.рт.ст

m - молекулярная масса паров жидкости, г/моль (приложение 5);

Vчmax - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из

резервуара во время его закачки, м3/час;

Кв - опытный коэффициент (приложение 9);

КОБ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);

rж - плотность жидкости, т/м3;

В - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год.

Исходные данные

Наименование продукта	$Vч^{max}$, $м^3$/час	В, т/год	Режим эксплуатации	$Vр, м^3$	$r_ж$	кол-во емкостей, шт	$К_{об}$	ССВ
нефтяная эмульсия	4	8,0	мерник	8	0,8540	1	2,5	отс

продолжение исходных данных

Конструкция рез-ра	P_{38}	m	Kt^{max}	Kt^{min}	Kp^{max}	Kp^{cp}	Кв
подземный горизонтальный	77,26	75	1,09	0,92	0,8	0,56	1

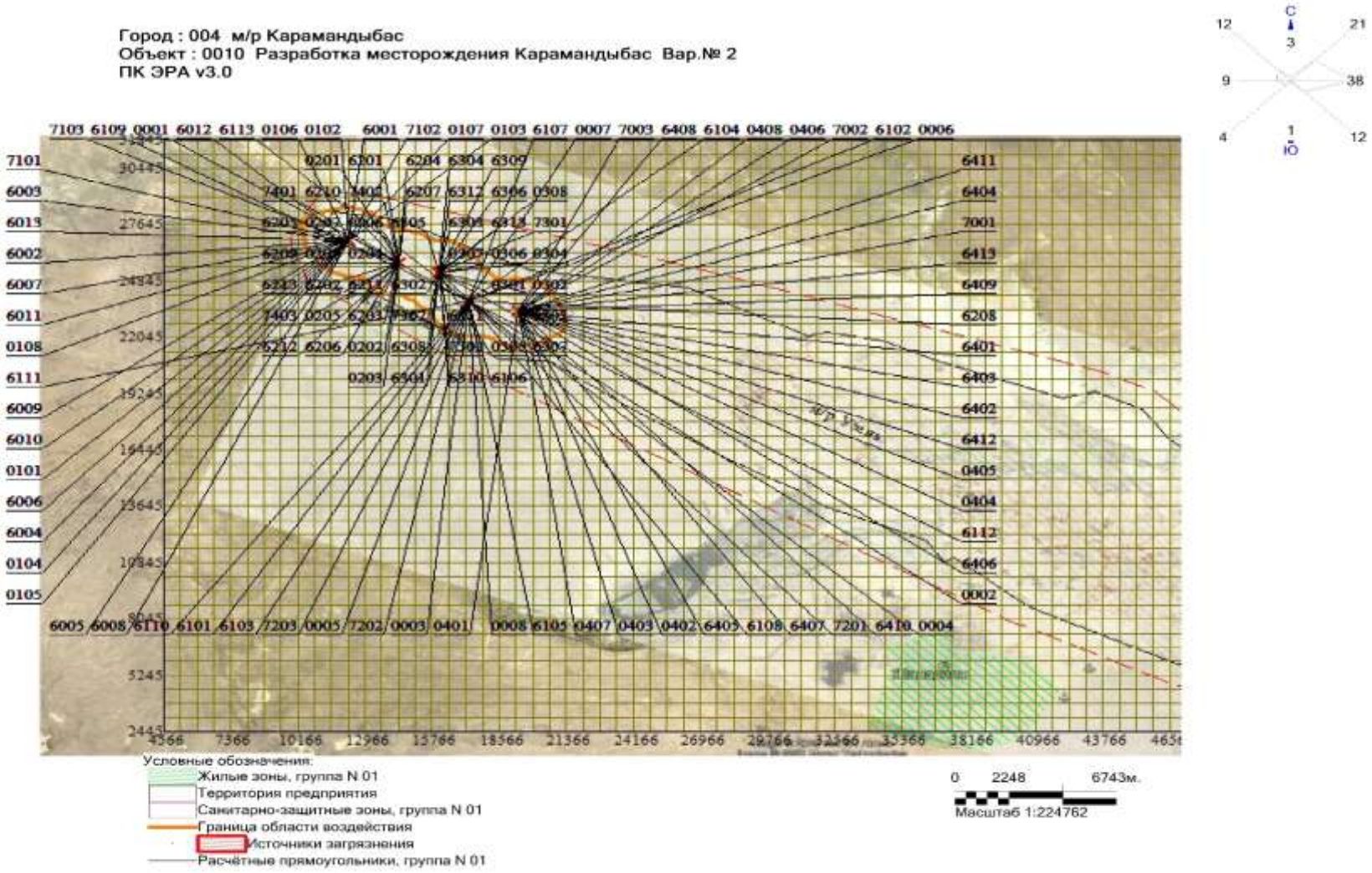
Результаты расчета

Выбросы ЗВ	г/сек	т/год
пары нефти	***0,3294***	***0,0045***

Идентификация состава выбросов

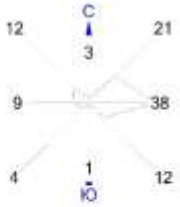
Определяемый параметр	Углеводороды					сероводород
	Предельные		Ароматические			
	С1-С5	С6-С10	бензол	ксилол	толуол	
Сi, масс.%	72,46	26,8	0,35	0,11	0,22	*0,06*
Mi, г/сек	*0,2387*	*0,0883*	*0,0012*	*0,0004*	*0,0007*	*0,0002*
Gi, т/год	*0,0033*	*0,0012*	*2,E-05*	*5,E-06*	*1,E-05*	*3,E-06*

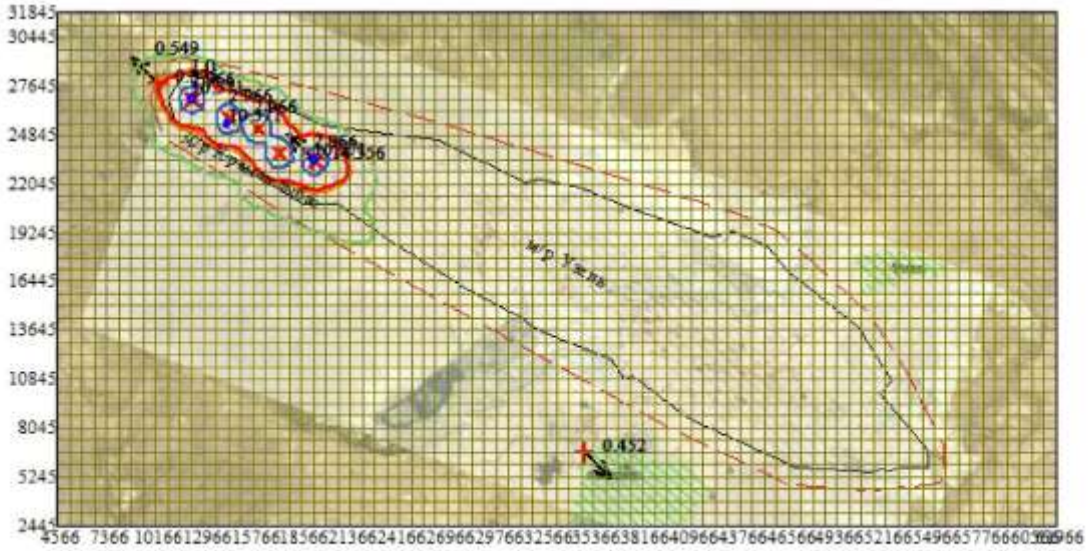
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗВ В АТМОСФЕРУ



ПРИЛОЖЕНИЕ 3. КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РАСЧЕТНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ

Город : 004 м/р Карамандыбас
Объект : 0010 Разработка месторождения Карамандыбас Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



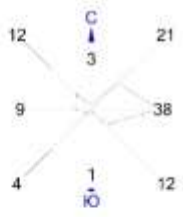


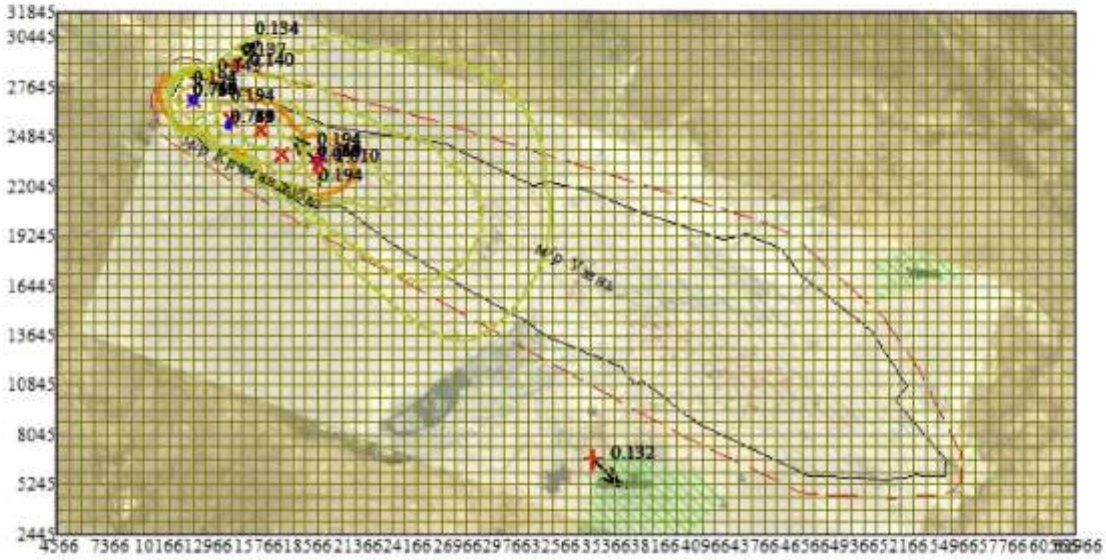
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- Максим. значение концентрации
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

0 3422 10266м.
Масштаб 1:342200

Макс концентрация 14.356163 ПДК достигается в точке x= 19266 y= 23445
При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 57400 м, высота 29400 м,
шаг расчетной сетки 700 м, количество расчетных точек 83*43
Расчёт на существующее положение.

Город : 004 м/р Карамандыбас
Объект : 0010 Разработка месторождения Карамандыбас Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



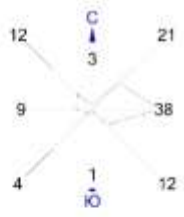


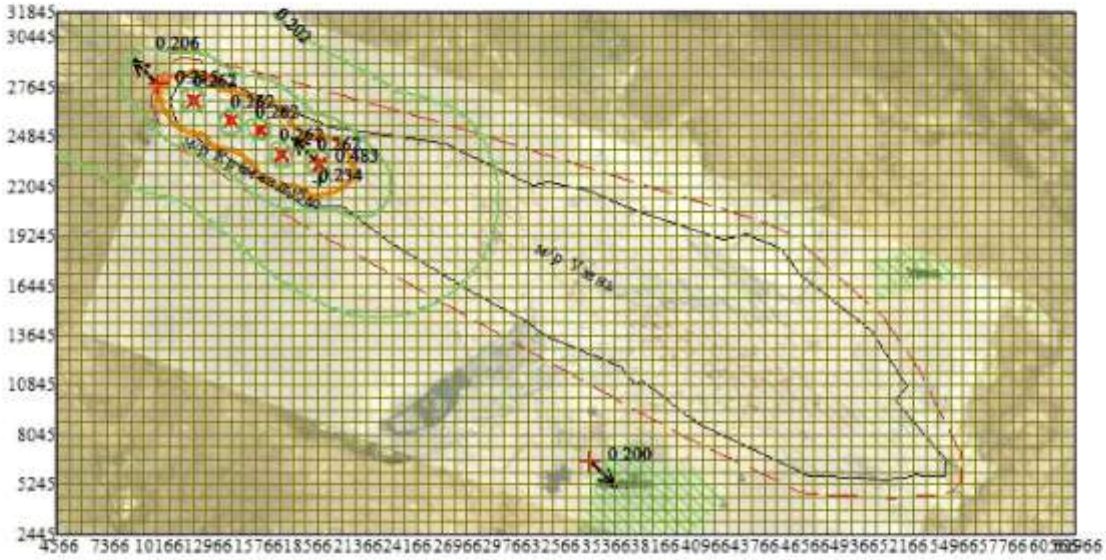
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- Максим. значение концентрации
- Концентрация в точке
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

0 3353 10059м.
Масштаб 1:335300

Макс концентрация 1.0103561 ПДК достигается в точке x= 19266 y= 23445
При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.35 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 57400 м, высота 29400 м,
шаг расчетной сетки 700 м, количество расчетных точек 83*43
Расчёт на существующее положение.

Город : 004 м/р Карамандыбас
Объект : 0010 Разработка месторождения Карамандыбас Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



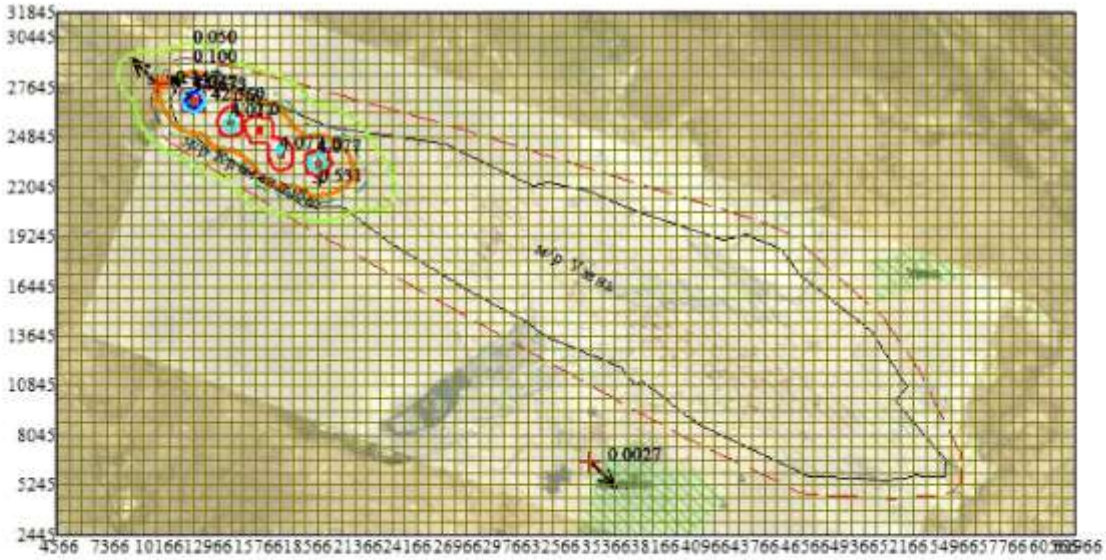


Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- Максим. значение концентрации
- Концентрация в точке
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

0 3353 10059м.
Масштаб 1:335300

Макс концентрация 0.4834007 ПДК достигается в точке x= 19266 y= 23445
При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.32 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 57400 м, высота 29400 м,
шаг расчетной сетки 700 м, количество расчетных точек 83*43
Расчёт на существующее положение.

Город : 004 м/р Карамандыбас
Объект : 0010 Разработка месторождения Карамандыбас Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

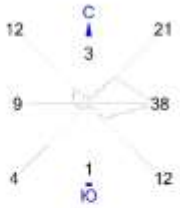


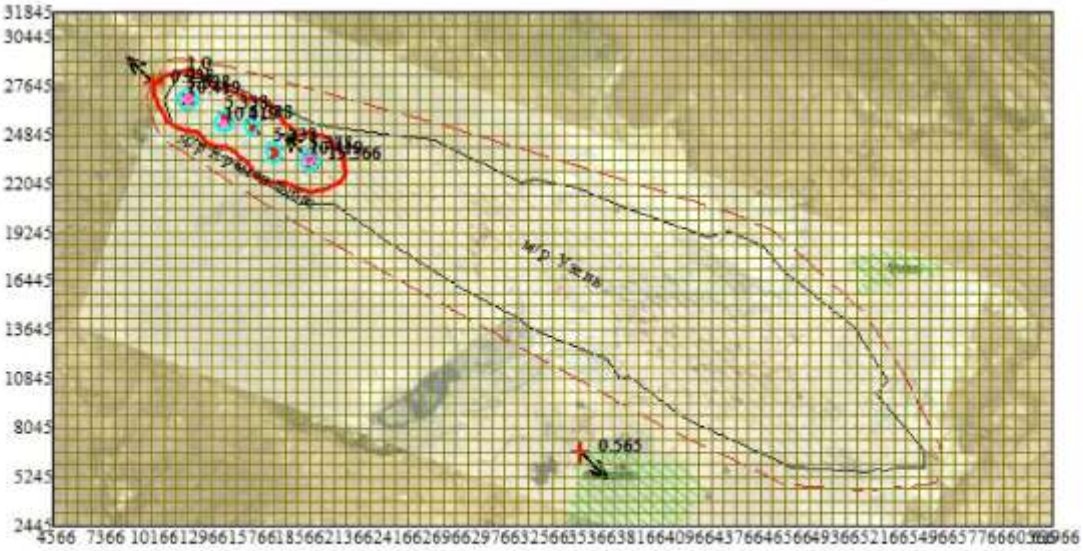
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- Максим. значение концентрации
- Концентрация в точке
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

0 3353 10059м.
Масштаб 1:335300

Макс концентрация 42.3595238 ПДК достигается в точке x= 12266 y= 26945
При опасном направлении 176° и опасной скорости ветра 1.23 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 57400 м, высота 29400 м,
шаг расчетной сетки 700 м, количество расчетных точек 83*43
Расчёт на существующее положение.

Город : 004 м/р Карамандыбас
Объект : 0010 Разработка месторождения Карамандыбас Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6007 0301+0330





Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Граница области воздействия
- Максим. значение концентрации
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

0 3422 10266м.
Масштаб 1:342200

Макс концентрация 15.3663902 ПДК достигается в точке x= 19266 y= 23445
При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.33 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 57400 м, высота 29400 м,
шаг расчетной сетки 700 м, количество расчетных точек 83*43
Расчёт на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

21033550

ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2021 года **02354Р**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8
БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **16.01.2015**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02354Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2021 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"**

Z05H9E8, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Дінмұхамед Қонаев, здание № 8, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 15.12.2021

Место выдачи г.Нур-Султан

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ГЭЭ НА ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАМАНДЫБАС

Номер: KZ50VCY00018875
Дата: 17.02.2015

КАЗАКСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ, БАҚЫЛАУ ЖӘНЕ МҰНАЙ-ГАЗ КЕШЕНІНДЕГІ МЕМЛЕКЕТТІК ИНСПЕКЦИЯЛАУ КОМИТЕТІ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, КОНТРОЛЯ И ГОСУДАРСТВЕННОЙ ИНСПЕКЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

010000, Астана қ., Орынбор 8 к., «Министрліктер үйі», 14 кіреберіс
Тел.: 8 (7172) 74-00-69, 8(7172)74-08-55

010000, г. Астана, ул. Орынбор 8, «Дом Министерств», 14 подъезд
Тел.: 8 (7172) 74-00-69, 8(7172)74-08-55

№ _____ от _____

АО «Озенмунайгаз»

Заключение
государственной экологической экспертизы
на проект «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас»
с материалами ПредОВОС

Материалы разработаны: АО «КазНИПИмунайгаз».

Заказчик: АО «Озенмунайгаз».

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

1. Уточненный проект разработки месторождения – 1 том.
2. Проект ПредОВОС - 1 том.
3. Копия предложений и замечаний ДЭ по Мангистауской области № KZ68VCY00016611 от 03.11.2014г.
4. Копия санитарно-эпидемиологического заключения Департамента по защите прав потребителей Мангистауской области №295 от 01.10.2014 г.
5. Копия заключения Департамента по ЧС № 23-04-10-05/-ЗТ-Г-0098 от 21.01.2014г.
6. Копия письма Мангистауской областной территориальной инспекции лесного хозяйства и животного мира №01-11/31 от 09.12.2014 г.
7. Копия согласования Мангистауской областной инспекции геологии и недропользования №22-10-7-4-616 от 25.09.2014 г.
8. Копия объявления в СМИ.
9. Копия протокола общественных слушаний от 15.10.2014 г.

Материалы поступили 23.06.2014 г. вх. № KZ37RCP00017225 и рассмотрены на заседании Комиссии по рассмотрению проектных материалов на получение заключения государственной экологической экспертизы Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан от 11.02.2015 г.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можно на портале www.elicense.kz

Общие сведения

Нефтегазовое месторождение Карамандыбас расположено на территории Южного Мангышлака и в административном отношении находится в Мангистауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен, поселок Жетыбай и административный центр – город Актау, находящиеся, соответственно, на расстоянии 31, 70 и 152 км от месторождения.

Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. В порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жанаозен-Актау.

Через территорию месторождений Узень и Жетыбай проложен магистральный нефтепровод Узень-Самара. Нефть месторождения Карамандыбас транспортируется по этим каналам.

Снабжение промысла технической водой осуществляется по трубопроводу Актау – Жанаозен.

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Карамандыбас.

В соответствие с динамикой разбуривания, с учетом плана расположения скважин, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивных пластов, принятых предельных толщин размещения скважин были рассчитаны технологические показатели возможных вариантов разработки месторождения Карамандыбас.

Варианты разработки - в отчете были подвергнуты три варианта разработки месторождения Карамандыбас, отличия которых представлены ниже.

Вариант 1. Базовый вариант, в котором предполагается продолжение разработки при существующем в настоящее время режиме. Планируется перевод в бездействие 5 добывающих и 3 нагнетательных скважин, ликвидация 30 добывающих и 13-ти нагнетательных скважин, перевод на другой горизонт 21 добывающей и 3-х нагнетательных скважин.

Вариант 2. Предусматривает дополнительное бурение 172 добывающих скважин, а также 41 нагнетательную скважину. Предполагается перевод 71 добывающих и 21 нагнетательных скважин с горизонта на горизонт, ликвидируются 70 добывающих и 28 нагнетательных скважины.

Вариант 3. Планируется пробурить 186 добывающих скважин и 100 нагнетательных. Предполагается перевод 64 добывающих и 19 нагнетательных скважин с горизонта на горизонт, ликвидируются 66 добывающих и 26 нагнетательных скважины.

Срок проекта по всем вариантам различен, и составляет 21 год – 1 вариант, 49 лет – 2 вариант и 47 лет - 3 вариант.

На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый 2 вариант разработки XIII-XXV горизонтов месторождения Карамандыбас.

На дату анализа на месторождении Карамандыбас 41% из действующего добывающего (119 скважин) являются малодебитными до 5 т/сут., 34% (100 скважин) работают с дебитом нефти- 5-10 т/сут., 22% (64 скважины) – работают

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можете на портале www.elicense.kz

с дебитом 10-25 т/сут ., 3% (9 скважин) работают с дебитом выше 25 т/сут. Скважины, работающие с дебитом больше 50 т/сут в данное время на месторождении отсутствуют.

Около 49% действующего нефтяного фонда (142 скважины) на дату анализа работает с обводненностью более 80 %; 25% (72 скважины) – от 50 до 80 %; 26% (77скважин) - от 20 до 50 %.

Бездействующий добывающий фонд составляет 26 скважин, в том числе квалифицируются скважины по следующим причинам: авария с подземным оборудованием - 9 скважин; нарушение целостности эксплуатационной колонны – 3 скважины; в ожидании физической ликвидации - 14 скважин.

За продолжительный период промышленной разработки на месторождении Карамандыбас создана сеть объектов промыслового обустройства, включающая скважины, охваченные системой промыслового обустройства, километры нефтегазоводопроводных труб различного диаметра и назначения, групповые и замерные установки, печи устьевого и путевого подогрева.

Промысловый сбор продукции на месторождении от скважин до пунктов сбора осуществляется по однотрубной герметизированной системе. Продукция скважин по выкидным трубопроводам за счет избыточного давления на устье поступает на групповые и замерные установки (ГУ и ЗУ). Выкидные трубопроводы от скважин к ГУ (ЗУ) прокладываются по лучевой схеме по территориальному признаку, не зависимо от принадлежности к тому или иному эксплуатационному объекту. На ГУ (ЗУ) производится индивидуальный поочерёдный замер дебита продукции скважин на автоматизированной групповой замерной установке (АГЗУ) типа «Спутник АМ-40» или «Спутник Б-40», рассчитанных на различное количество подключаемых скважин (8, 10 и 14).

С замерной установки продукция всех скважин поступает в нефтегазовый горизонтальный двухфазный сепаратор I-ой ступени сепарации типа НГС-I-П-1,6-2400-1- Т и НГС-I-П-1,6-3000-1-Т, в котором происходит разделение фаз (рис 4.3).

Жидкость, после I-ой ступени сепарации, откачивается насосами типа НБ-125 и 9 МГР через печи огневого подогрева типа Радиантные, ПТ-1.5, 2.5 и ПП-0,63 по сточному трубопроводу в нефтесборный коллектор, по которому транспортируется на установку предварительного сброса воды (УПСВ-2) «Впадина», которая расположена на месторождении Озен. С УПСВ-2 нефть с обводненностью до 10 % подается на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), где готовится до товарного качества и сдается на реализацию.

Попутный нефтяной газ I-ой ступени сепарации отводится в дополнительный вертикальный газовый сепаратор типа СЦВ-1000-1-1 для его более глубокой подготовки к транспорту и использованию в качестве топлива для работы печей и других бытовых объектов. Избыток газа под собственным давлением подается по газопроводу в систему газосбора и транспортируется для переработки на Казахский газоперерабатывающий завод (КазГПЗ), что обеспечивает полную утилизацию попутного газа.

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можете на портале www.elicense.kz

При проведении работ на месторождении Карамандыбас планируется дополнительное бурение 172 добывающих скважин, а также 41 нагнетательных скважин. Предполагается перевод 71 добывающих и 21 нагнетательных скважин с горизонта на горизонт, ликвидируются 70 добывающих и 28 нагнетательных скважин.

Бурение скважин будет осуществляться установкой VR-500 (ориентировочно), испытание установкой УПА-60 на глубине 2200 м.

Строительство скважин планируется осуществить в течении 49 лет.

На скважину отводится при бурении станком VR-500 – 1,9 гектара территории. При выполнении работ на объекте предусмотрена круглосуточная работа.

Предварительная оценка воздействия на окружающую среду.

При строительстве и ликвидации скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения: пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей и амбаров для отводов ПВО, обвалования площадки ГСМ, планировка площадки под буровое оборудование т.п.); продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, приводы буровых насосов, дизель – генераторы освещения); легких фракций углеводородов от технологического оборудования (насосы, емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости).

Процесс углубления и строительства скважин состоит из следующих работ: строительно-монтажные, бурение, крепление и испытание.

При строительстве нефтяных и газовых скважин основными источниками загрязнения природной среды являются:

При бурении скважины: дизельные приводы буровой установки; блок приготовления химической обработки бурового раствора; циркуляционная система; насосный блок – охлаждение штоков насоса и дизеля; устье скважины; роторная площадка – обмыв инструмента; отходы бурения – шламовые емкости; емкости ГСМ; ДВС; хим. реагенты; хоз-бытовые сточные воды; ТБО; отработанное масло; пластовые перетоки в затрубном пространстве при нарушении цементажа; фонтанная арматура.

Строительство и ликвидация скважин производится на действующем месторождении Карамандыбас, для объектов которого установлена санитарно-защитная зона размером 1000 м в соответствии с заключением санитарно-эпидемиологического заключения Департамента по защите прав потребителей Мангистауской области №295 от 01.10.2014 г.

Анализ проведенного расчета рассеивания загрязняющих веществ атмосферы не выявил превышения приземных концентраций на границе СЗЗ.

Проектом предусмотрены мероприятия при неблагоприятных метеорологических условиях.

Водные ресурсы. Питьевая вода для обеспечения хоз-бытовых нужд работающего персонала завозится автоцистернами за 35 км из г. Жанаозен.

Для питьевых нужд используется бутилированная вода. Техническая вода пресная, используемая для приготовления бурового раствора и обмыва

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңының 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можете на портале www.elicense.kz

оборудования, доставляется автоцистернами от водовода Волга - Каламкас.

Хранение технической воды на буровой предусмотрено в емкости, объёмом 40 м^3, в оснащении УПА-60 имеется емкость для воды 50 м^3.

Волжской водой объекты снабжаются по трубопроводу по соглашению с ЗФ АО «КазТрансОйл». Техническая пресная вода, используется для нужд котельной и на технические нужды. Доставка питьевой воды для котельной и хозяйственно-бытовых нужд осуществляется автоцистернами. Хранение воды на буровой предполагается в ёмкости объёмом 15 м^3, вода для электрокотельной хранится в емкости 20 м^3.

Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки специализированных автотранспортом вывозятся на очистные сооружения.

Водоотведение производственных сточных вод будет осуществляться в металлические емкости, с последующим использованием на других скважинах.

Ориентировочное водопотребление на 1 скважину составит 781,073 м^3/цикл (технические нужды), 120,006 м^3/цикл (хозяйственно-бытовые нужды).

Вода из поверхностных источников использоваться не будет. Пересечение водных объектов проектом также не предусмотрено.

Земельные ресурсы. Отходы. Основными загрязнителями почвенного покрова могут являться нефть, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается безамбарная технология бурения. Эффективным мероприятием по снижению загрязнения почв является многократное применение бурового раствора после предварительной очистки посредством циркуляционной системы.

Проектом предлагается повторное использование очищенных буровых сточных вод для охлаждения оборудования или других технологических целей.

В процессе строительства скважины образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Отходы образуются: при приготовлении бурового и тампонажного растворов, в процессе бурения скважины, при вспомогательных работах.

Основными отходами в процессе бурения скважины являются: отработанный буровой раствор, буровой шлам, промасленная ветошь, металлолом, огарки электродов, использованная тара, отработанные масла, коммунальные отходы.

Ориентировочный объем образования отходов бурения составит 296,2135 т/год, остальных производственных отходов - 9,395 т/год (при строительстве 1 скважины). Все отходы будут передаваться специализированным организациям на утилизацию.

Растительный и животный мир. Проведение работ по строительству и ликвидации скважин отразится на почвенно-растительном покрове в виде

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можете на портале www.elicense.kz

следующих изменений: частичное уничтожение растительности будет происходить при бетонировании устьев скважины, частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет: при загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью; при запылении придорожной растительности, при бурении и эксплуатации скважины.

В целом, причиной нарушения почвенно-растительного покрова (механические факторы воздействия) являются: расширение сети грунтовых дорог к участкам работ, строительство скважины, движение автотранспорта.

Влияние работ, производимых на территории месторождения, на биоценозы выражается в резком сокращении площадей обитания животных в результате изъятия земель под планируемое строительство. Проведение таких видов работ, как прокладка дорог, рытье траншей и котлованов, трансформация и загрязнение почвенно-растительного покрова, фактор беспокойства и т.д. – все эти факторы способны вызвать как количественное, так и качественное изменение состава фауны данного региона.

Вывод: Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** проект «Уточненный проект разработки месторождения Карамандыбас» с материалами ПредОВОС.

Заместитель председателя **А. Примкулов**

Ингербаева Ж.

Заместитель председателя Примкулов Ахметжан Абдижамилович

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқалығын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа можете на портале www.elicense.kz

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. СПРАВКА О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК **РГП «КАЗГИДРОМЕТ»**

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

19.06.2023

1. Город –
2. Адрес –
4. Организация, запрашивающая фон – **филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»**
5. Объект, для которого устанавливается фон – **м/р Карамандыбас**
6. Разрабатываемый проект – **Проект разработки месторождения Карамандыбас**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Взвешанные частицы PM2.5**, **Взвешанные частицы PM10**, **Азота диоксид**, **Взвеш.в-ва**, **Диоксид серы**, **Углерода оксид**, **Азота оксид**, **Сероводород**, **Углеводороды**, **Формальдегид**,

Значения существующих фоновых концентраций

Номер поста	Примесь	Концентрация Сф - мг/м^3				
		Штиль 0-2 м/сек	Скорость ветра (3 - U*) м/сек			
			север	восток	юг	запад
Жанаозен	Азота диоксид	0.059	0.085	0.057	0.064	0.053
	Диоксид серы	0.015	0.056	0.039	0.055	0.065
	Углерода оксид	0.996	0.44	0.572	0.62	0.491
	Азота оксид	0.015	0.035	0.013	0.017	0.013
	Сероводород	0.001	0.017	0.001	0.001	0.002

Вышеуказанные фоновые концентрации рассчитаны на основании данных наблюдений за 2020-2022 годы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ОЦЕНКА РИСКОВ ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ

Объект: 0010,Разработка месторождения Карамандыбас
Расчетный год: 2024 Режим: 01-Основной
Расчетная зона: граница санзоны

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Код	Наименование	Критические органы	Cmax, мг/м^3	ARFC {ПДКмр}, мг/м3	HQ max в СЗЗ
1	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	органы дыхания	0,1749123	0,47	0,372
2	2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&	не задан	0,0439657	{0.30}	0,147
3	0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	органы дыхания, глаза	0,0007018	0,005	0,14
4	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	органы дыхания	0,0700119	0,66	0,106
5	2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	не задан	0,0736817	{1.00}	0,074
6	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	органы дыхания	0,0409455	0,72	0,057
7	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	органы дыхания, глаза	0,002493	0,048	0,052
8	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	сердечно-сосудистая система, развитие	1,0745057	23	0,047
9	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	не задан	0,0052986	{0.15}	0,035
10	3119	Кальций карбонат (Мел) (306)	не задан	0,0055661	{0.50}	0,011
11	0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	не задан	0,000018	{0.01}	0,002
12	0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	не задан	0,0001392	{0.15}	9,28E-04
13	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	органы дыхания	0,0000072	0,1	7,23E-05
14	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	органы дыхания	0,0000119	0,25	4,75E-05
15	0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	не задан	0,0000063	{0.20}	3,13E-05

Если рассчитанный коэффициент опасности (HQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое. Если HQ больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HQ.

Объект: 0010,Разработка месторождения Карамандыбас
Расчетный год: 2024 Режим: 01-Основной
Расчетная зона: граница санзоны

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Критические органы	Воздействующие вещества	HI max в СЗЗ
1	органы дыхания	0301,0150,0330,0304,1325,0333,0342	0,712
2	глаза	0150,1325	0,192
3	сердечно-сосудистая система	0337	0,047
4	развитие	0337	0,047

Если рассчитанный коэффициент опасности (HI) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое. Если HI больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HI.

Объект: 0010,Разработка месторождения Карамандыбас
Расчетный год: 2024 Режим: 01-Основной
Расчетная зона: жилая застройка

Расчет риска здоровью населения от загрязнения атмосферного воздуха

№	Критические органы	Воздействующие вещества	HI max в ЖЗ
1	органы дыхания	0301,0330,0304,0150,1325,0342,0333	0,351
2	сердечно-сосудистая система	0337	0,044
3	развитие	0337	0,044
4	глаза	0150,1325	0,01

Если рассчитанный коэффициент опасности (HI) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое. Если HI больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HI.

Дата: 11.01.2024 Время: 10:34:36

ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.

Объект: ***0010,Разработка месторождения Карамандыбас***

Базовый расчетный год: ***2024*** Расчетный год: ***2024*** Режим: ***01***-Основной

Расчетная зона: ***граница санзоны***

Исходные данные :

Острое неканцерогенное воздействие рассчитано по максимальным концентрациям З/В, полученным из расчета загрязнения атмосферного воздуха (расчетная модель: МРК-2014 краткосрочная)

Список литературы

1. Экологический Кодекс РК (ст. 24, 41, 82 и др.)
2. "Методика оценки рисков негативного воздействия окружающей среды на состояние здоровья населения ", Приложение к приказу Министра здравоохранения РК от 14.05.2020 №304
3. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. Алматы,2004. 42 с.
4. "Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий", Приложение 12 "Методических документов в области охраны окружающей среды",утвержденные приказом МОСиВР от 12.06.2014 г. № 221-Г (методика дублирует РНД 211.2.01.01-97, ОНД-86)
5. Методика определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли, утверждена Приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК от 15 октября 2010 №265
6. СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Утверждены постановлением Правительства РК 20 марта 2015 года № 237)
7. С.Л. Авалиани, М.М. Андрианова, Е.В. Печенников, О.В. Пономарева Окружающая среда. Оценка риска для здоровья (мировой опыт)//International Institute for Health Risk Assessment, Консультативный Центр по Оценке Риска - Изд-е 2-е. - М., 1997. - 159 с.
8. Киселев А.В., Фридман К.Б. Оценка риска здоровью. Подходы к использованию в медико-экологических исследованиях и практике управления качеством окружающей среды. Методическое издание. С-П.,1997.-104 с.
9. Новиков С.М., Авалиани С.Л., Андрианова М.М., Пономарева О.В. Окружающая среда. Оценка риска для здоровья. Основные элементы методологии (Пособие для семинаров)//Консультативный центр по оценке риска. Гарвардский институт международного развития. Институт устойчивых сообществ. - М., 1998 г. - 119с.
10. Большаков А.М., Крутько В.Н., Пуцилло Е.В. Оценка и управление рисками влияния окружающей среды на здоровье населения. - М.1999 г. - 254 с.
11. Окружающая среда и здоровье населения ч.3. «Результаты эпидемиологических исследований по количественному определению воздействия факторов окружающей среды на здоровье населения».
12. Онищенко Г.Г., Новиков С.М., Рахманин Ю.А., Авалиани С.Л., Буштуева К.А. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду/Под редакцией Рахманина Ю.А., Онищенко Г.Г. - М.:НИИЭС и ГОС. - 2002. - 408с.
13. Новиков С.М. Химическое загрязнение окружающей среды: основы оценки риска для здоровья населения. М. 2002. - 24 с.
14. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду Р 2.1.10.1920-04.
15. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. - Алматы,2004. - 42 с.
16. Приказ Председателя Комитета ГСЭН N117 от 28 декабря 2007 г.
17. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих ОС Р 2.1.10.1920-04. Органы-мишени - по данным МАИР.
18. Перечень актуализированных показателей, наиболее часто использующихся для оценки риска при хроническом ингаляционном воздействии. №08ФЦ/2363 от 08.06.2012

1. Идентификация опасности

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

(ранжирование по вкладу выброса)

Таблица 1.1.

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Используемые критерии , мг/ м^3				Класс опасности	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
			ПДКм.р.	ПДКс.с.	ПДКс.г.	ОБУВ			
1	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4	0	0	-	0,05	-	0	
2	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	5	3	-	0	4	0	
3	[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1	0	-	0	4	0	
4	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1	0	0,04	-	0	3	0	
5	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,15	0,05	-	0	3	0	
6	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,2	0,04	-	0	2	0	
7	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,4	0,06	-	0	3	0	
8	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,5	0,05	-	0	3	0	
9	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,02	0,005	-	0	2	0	

10	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		0,3	0,1	-	0	3	0	
11	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,5	0,15	-	0	3	0	
12	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0	0	-	0,01	-	0	
13	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,2	0,03	-	0	2	0	
14	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	8012-95-1	0	0	-	0,05	-	0	
15	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,008	0	-	0	2	0	
16	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,01	0,001	-	0	2	0	
17	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,05	0,01	-	0	2	0	
18	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,15	0,05	-	0	3	0	
19	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0	1E-06	-	0	1	0	
	Всего :								

Характеристика выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица 1.2.

№ п/п	Класс опасности	Количество выбрасываемых веществ	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	1	1	-	
2	2	6	-	
3	3	7	-	
4	4	2	-	
5	ОБУВ	3	-	
	Всего :	19		100,00000%

UR_i - единичный риск при ингаляционном воздействии 1 мг вещества в 1 м^3.
Единичный риск рассчитывается с использованием величины SFI**,** стандартного значения массы тела человека (70 кг), суточного потребления воздуха , формула 1.1

$$\mathbf{UR_i}\ [м^3/мг] = \mathbf{SF_i}\ [(кг \times сут.)/(мг)] \times \mathbf{1/70}\ [кг] \times \mathbf{(V_{out} \times T_{out} + V_{in} \times T_{in})}\ [м^3/сут.] \quad \textbf{(1.1)}$$

, где

T_{out}- время, проводимое вне помещений, час/день
V_{out}- скорость дыхания вне помещений, м^3/час
T_{in}- время, проводимое внутри помещений, час/день
V_{in}- скорость дыхания внутри помещений, м^3/час

Сведения о показателях опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии химических веществ

Таблица 1.3.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Cmax (мах раз), мг/м^3	ARFC, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	Критические органы воздействия	Источник данных
1	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,000018	-	0,01		[16]
2	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0,0	-	0		[15]
3	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,000007	0,1	0,008	органы дыхания	[15,16]
4	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0,000702	0,005	0	органы дыхания, глаза	[17]
5	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,000006	-	0,2		[17]
6	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	8012-95-1	0,000031	-	0		[17,18]
7	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,002493	0,048	0,05	органы дыхания, глаза	[16]
8	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1	0,00082	-	0		[17]
9	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,000139	-	0,15		

10	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,174912	0,47	0,2	органы дыхания	[15,16]
11	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,040946	0,72	0,4	органы дыхания	[16]
12	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,070012	0,66	0,5	органы дыхания	[15]
13	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,000012	0,25	0,02	органы дыхания	[15]
14	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		0,043966	-	0,3		[17]
15	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,005566	-	0,5		
16	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,005299	-	0,15		[16]
17	[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0,073682	-	1		
18	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	1,074506	23,0	5	сердечно-сосудистая система, развитие	[15,16]
19	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4	0,001392	-	0		

Примечание: ARFC - референтная концентрация при остром воздействии.

Химические вещества, проанализированные на этапе идентификации опасности

Таблица 1.4.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Причина включения в список	Причина исключения из списка
1	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
2	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	расчет по ПДКмр	
3	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	расчет по ARfC	
4	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	расчет по ПДКмр	
5	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	расчет по ARfC	
6	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	расчет по ARfC	
7	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	расчет по ПДКмр	
8	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	8012-95-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
9	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
10	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	расчет по ПДКмр	
11	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	расчет по ARfC	
12	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	расчет по ARfC	
13	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	расчет по ARfC	
14	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	расчет по ARfC	
15	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		расчет по ПДКмр	
16	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	расчет по ПДКмр	
17	[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		расчет по ПДКмр	
18	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	расчет по ARfC	
19	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4		нет данных о вредных эффектах

Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязнители неканцерогены острого воздействия

Таблица 1.5.

Наименование загрязняющего вещества	CAS	Выброс, т/год	Гигиенические нормативы								Референтные нормативы				
			ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с, мг/м^3	ПДКс.г, мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга	ARFC, мг/м^3	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2		-	-	-	0,01	1000	0,1	28,81%	2	0,005	1000	0,1	80,58 %	1
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4		0,008	-	-	-	1000	0,1	28,81%	1	0,1	100	0,01	8,06%	2
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0		0,05	0,01	-	-	100	0,01	2,88%	5	0,048	100	0,01	8,06%	3
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5		0,5	0,05	-	-	10	0,001	0,29%	10	0,66	10	0,001	0,81%	4
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0		0,2	0,04	-	-	10	0,001	0,29%	11	0,47	10	0,001	0,81%	5
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9		0,4	0,06	-	-	10	0,001	0,29%	9	0,72	10	0,001	0,81%	6
[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3		0,02	0,005	-	-	100	0,01	2,88%	7	0,25	10	0,001	0,81%	7
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0		5,0	3,0	-	-	1	0,0001	0,03%	15	23,0	1	0,0001	0,08%	8
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8		0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,88%	6	-	-	-		-
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5		0,01	0,001	-	-	1000	0,1	28,81%	3	-	-	-		-
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4		0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,88%	4	-	-	-		-
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&			0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,29%	12	-	-	-		-
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1		0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,29%	13	-	-	-		-
[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			1,0	-	-	-	10	0,001	0,29%	14	-	-	-		-
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1		0,2	0,03	-	-	10	0,001	0,29%	8	-	-	-		-
Всего :								0,3471	######				0,1241	##### #	

3.2. Оценка риска неканцерогенных эффектов при острых воздействиях

При ингаляционном поступлении, расчет коэффициента опасности (**HQ**) осуществляется по формуле 3.2.1:

$\mathbf{HQ_i = AC_i/ARFC_i}$, где **(3.2.1)**

HQ - коэффициент опасности;

AC_i - максимальная концентрация *i*-го вещества, мг/м^3;

$ARFC_i$ - референтная (безопасная) концентрация для острых ингаляционных воздействий для i-го вещества, мг/м^3.

Индекс опасности для условий одновременного поступления нескольких веществ ингаляционным путем рассчитывается по формуле 3.2.2:

$\mathbf{HI_j = \Sigma HQ_{ij}}$, где **(3.2.2)**

HQ_{ij} - коэффициенты опасности для *i*-х воздействующих веществ на *j*-ю систему(орган).

При комбинированном поступлении нескольких веществ каким-либо путем, суммарный индекс опасности определяется для веществ, влияющих на одну систему (орган).

Характеристики неканцерогенного риска острых воздействий

Таблица 3.2.1

Наименование загрязняющего вещества	Координаты		AC, мг/м^3	HQ(HI)
	X	Y		
1. [0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,000018	0,002
2. [0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,000702	0,14
3. [0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,000139	0,001
4. [0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,174912	0,372
5. [0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)				
расчетная точка 1:	10495	25071	0,040945	0,057
6. [0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,005299	0,035
7. [0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
расчетная точка 1:	14521	28825	0,070012	0,106
8. [0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,000007	0,0
9. [0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
расчетная точка 1:	10278	27846	1,074506	0,047
10. [0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,000012	0,0
11. [0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,000006	0,0
12. [1325] Формальдегид (Метаналь) (609)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,002493	0,052
13. [2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,073682	0,074
14. [2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,043966	0,147
15. [3119] Кальций карбонат (Мел) (306)				
расчетная точка 1:	10278	27846	0,005566	0,011
Точка мах. неканцерогенного острого воздействия:	10278	27846		
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) {РДКмр=0.01 мг/м^3}			0,000018	0,002
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) {ARFC=0.005 мг/м^3}			0,000702	0,14
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408) {РДКмр=0.15 мг/м^3}			0,000139	0,001

[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) {ARFC=0.47 мг/м^3}	0,174912	0,372
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) {ARFC=0.72 мг/м^3}	0,035	0,049
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) {РДКмр=0.15 мг/м^3}	0,005299	0,035
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) {ARFC=0.66 мг/м^3}	0,065	0,098
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518) {ARFC=0.1 мг/м^3}	0,000007	0,0
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) {ARFC=23.0 мг/м^3}	1,074506	0,047
[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) {ARFC=0.25 мг/м^3}	0,000012	0,0
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п& {РДКмр=0.2 мг/м^3}	0,000006	0,0
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609) {ARFC=0.048 мг/м^3}	0,002493	0,052
[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) {РДКмр=1.0 мг/м^3}	0,073682	0,074
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе& {РДКмр=0.3 мг/м^3}	0,043966	0,147
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306) {РДКмр=0.5 мг/м^3}	0,005566	0,011
органы дыхания		0,712
глаза		0,192
сердечно-сосудистая система		0,047
развитие		0,047

Точки максимальных индексов неблагоприятных эффектов острых воздействий на критические органы (системы)

Таблица 3.2.2

Критические органы (системы)	Координаты		HI
	X	Y	
1. органы дыхания			
расчетная точка 1:	10278	27846	0,712
2. глаза			
расчетная точка 1:	10278	27846	0,192
3. сердечно-сосудистая система			
расчетная точка 1:	10278	27846	0,047
4. развитие			
расчетная точка 1:	10278	27846	0,047

Если рассчитанный коэффициент опасности (HQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое.
Если HQ больше единицы ,то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HQ.
Суммарный индекс опасности (HI), характеризующий допустимое поступление, также не должен превышать единицу.

Дата: 11.01.2024 Время: 10:26:45

ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.

Объект: ***0010,Разработка месторождения Карамандыбас***
Базовый расчетный год: ***2024*** Расчетный год: ***2024*** Режим: ***01***-Основной
Расчетная зона: ***жилая застройка***

Исходные данные :

Острое неканцерогенное воздействие рассчитано по максимальным концентрациям З/В, полученным из расчета загрязнения атмосферного воздуха (расчетная модель: МРК-2014 краткосрочная)

Список литературы

1. Экологический Кодекс РК (ст. 24, 41, 82 и др.)
2. "Методика оценки рисков негативного воздействия окружающей среды на состояние здоровья населения ", Приложение к приказу Министра здравоохранения РК от 14.05.2020 №304
3. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. Алматы,2004. 42 с.
4. "Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий", Приложение 12 "Методических документов в области охраны окружающей среды",утвержденные приказом МОСиВР от 12.06.2014 г. № 221-Г (методика дублирует РНД 211.2.01.01-97, ОНД-86)
5. Методика определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли, утверждена Приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК от 15 октября 2010 №265

6. СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Утверждены постановлением Правительства РК 20 марта 2015 года № 237)
7. С.Л. Авалиани, М.М. Андрианова, Е.В. Печенников, О.В. Пономарева Окружающая среда. Оценка риска для здоровья (мировой опыт)//International Institute for Health Risk Assessment, Консультативный Центр по Оценке Риска - Изд-е 2-е. - М., 1997. - 159 с.
8. Киселев А.В., Фридман К.Б. Оценка риска здоровью. Подходы к использованию в медико-экологических исследованиях и практике управления качеством окружающей среды. Методическое издание. С-П.,1997.-104 с.
9. Новиков С.М., Авалиани С.Л., Андрианова М.М., Пономарева О.В. Окружающая среда. Оценка риска для здоровья. Основные элементы методологии (Пособие для семинаров)//Консультативный центр по оценке риска. Гарвардский институт международного развития. Институт устойчивых сообществ. - М., 1998 г. - 119с.
10. Большаков А.М., Крутько В.Н., Пуцилло Е.В. Оценка и управление рисками влияния окружающей среды на здоровье населения. - М.1999 г. - 254 с.
11. Окружающая среда и здоровье населения ч.3. «Результаты эпидемиологических исследований по количественному определению воздействия факторов окружающей среды на здоровье населения».
12. Онищенко Г.Г., Новиков С.М., Рахманин Ю.А., Авалиани С.Л., Буштуева К.А. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду/Под редакцией Рахманина Ю.А., Онищенко Г.Г. - М.:НИИЭС и ГОС. - 2002. - 408с.
13. Новиков С.М. Химическое загрязнение окружающей среды: основы оценки риска для здоровья населения. М. 2002. - 24 с.
14. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду Р 2.1.10.1920-04.
15. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. - Алматы,2004. - 42 с.
16. Приказ Председателя Комитета ГСЭН N117 от 28 декабря 2007 г.
17. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих ОС Р 2.1.10.1920-04. Органы-мишени - по данным МАИР.
18. Перечень актуализированных показателей, наиболее часто использующихся для оценки риска при хроническом ингаляционном воздействии. №08ФЦ/2363 от 08.06.2012

1. Идентификация опасности

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

(ранжирование по вкладу выброса)

Таблица 1.1.

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Используемые критерии , мг/ м^3				Класс опасности	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
			ПДКм.р.	ПДКс.с.	ПДКс.г.	ОБУВ			
1	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4	0	0	-	0,05	-	0,070	0
2	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	5	3	-	0	4	294,950	31
3	[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1	0	-	0	4	147,730	15
4	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1	0	0,04	-	0	3	0,065	0
5	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,15	0,05	-	0	3	0,007	0
6	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,2	0,04	-	0	2	362,562	38
7	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,4	0,06	-	0	3	58,913	6
8	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,5	0,05	-	0	3	66,475	7
9	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,02	0,005	-	0	2	0,002	0
10	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		0,3	0,1	-	0	3	4,547	0
11	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,5	0,15	-	0	3	1,562	0
12	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0	0	-	0,01	-	0,019	0
13	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,2	0,03	-	0	2	0,003	0
14	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	8012-95-1	0	0	-	0,05	-	0,005	0
15	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,008	0	-	0	2	0,002	0
16	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,01	0,001	-	0	2	0,003	0
17	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,05	0,01	-	0	2	5,466	1
18	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,15	0,05	-	0	3	22,235	2
19	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0	1E-06	-	0	1	0,001	0
	Всего :							**964,6179**	100

Характеристика выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица 1.2.

№ п/п	Класс опасности	Количество выбрасываемых веществ	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	1	1	-	0,00
2	2	6	-	38,15
3	3	7	-	15,94
4	4	2	-	45,9
5	ОБУВ	3	-	0,01
	Всего :	19	964,6179	100,00

UR_i - единичный риск при ингаляционном воздействии 1 мг вещества в 1 м^3.
Единичный риск рассчитывается с использованием величины SFI, стандартного значения массы тела человека (70 кг), суточного потребления воздуха , формула 1.1

$$\mathbf{UR_i}\ [м^3/мг] = \mathbf{SF_i}\ [(кг \times сут.)/(мг)] \times \mathbf{1/70}\ [кг] \times \mathbf{(V_{out} \times T_{out} + V_{in} \times T_{in})}\ [м^3/сут.] \quad (1.1)$$

, где

T_{out}- время, проводимое вне помещений, час/день
V_{out}- скорость дыхания вне помещений, м^3/час
T_{in}- время, проводимое внутри помещений, час/день
V_{in}- скорость дыхания внутри помещений, м^3/час

Сведения о показателях опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии химических веществ

Таблица 1.3.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Cmax (мах раз), мг/м^3	ARFC, мг/м^3	ПДКм.р, мг/м^3	Критические органы воздействия	Источник данных
1	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	0,000001	-	0,01		[16]
2	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0,0	-	0		[15]
3	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,0	0,1	0,008	органы дыхания	[15,16]
4	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0,000028	0,005	0	органы дыхания, глаза	[17]
5	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	0,0	-	0,2		[17]
6	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	8012-95-1	0,000001	-	0		[17,18]
7	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,000194	0,048	0,05	органы дыхания, глаза	[16]
8	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1	0,000021	-	0		[17]
9	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,000002	-	0,15		
10	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,090316	0,47	0,2	органы дыхания	[15,16]
11	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,035863	0,72	0,4	органы дыхания	[16]
12	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,065937	0,66	0,5	органы дыхания	[15]
13	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	0,000001	0,25	0,02	органы дыхания	[15]
14	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		0,000815	-	0,3		[17]
15	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0,000087	-	0,5		
16	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,000144	-	0,15		[16]
17	[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0,004831	-	1		
18	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	1,002078	23,0	5	сердечно-сосудистая система, развитие	[15,16]
19	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4	0,000022	-	0		

Примечание: ARFC - референтная концентрация при остром воздействии.

Химические вещества, проанализированные на этапе идентификации опасности

Таблица 1.4.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Причина включения в список	Причина исключения из списка

1	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
2	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	расчет по ПДКмр	
3	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	расчет по ARfC	
4	[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	7439-96-5	расчет по ПДКмр	
5	[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	расчет по ARfC	
6	[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	расчет по ARfC	
7	[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&	7784-18-1	расчет по ПДКмр	
8	[2735] Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	8012-95-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
9	[0123] Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	1309-37-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация Cmax=0
10	[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	расчет по ПДКмр	
11	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	расчет по ARfC	
12	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	расчет по ARfC	
13	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	расчет по ARfC	
14	[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	7664-39-3	расчет по ARfC	
15	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&		расчет по ПДКмр	
16	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	расчет по ПДКмр	
17	[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		расчет по ПДКмр	
18	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	расчет по ARfC	
19	[3123] Кальций дихлорид (Кальция хлорид) (638*)	10043-52-4		нет данных о вредных эффектах

Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязнители неканцерогены острого воздействия

Таблица 1.5.

Наименование загрязняющего вещества	CAS	Выброс, т/год	Гигиенические нормативы								Референтные нормативы				
			ПДКм.р, мг/м^3	ПДКс.с, мг/м^3	ПДКс.г, мг/м^3	ОБУВ, мг/м^3	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга	ARFC, мг/м^3	Весовой коэфф. TW	Индекс HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	1310-73-2	0,019	-	-	-	0,01	1000	0,1	28,81%	2	0,005	1000	0,1	80,58 %	1
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7783-06-4	0,002	0,008	-	-	-	1000	0,1	28,81%	1	0,1	100	0,01	8,06%	2
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	5,466	0,05	0,01	-	-	100	0,01	2,88%	5	0,048	100	0,01	8,06%	3
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	66,475	0,5	0,05	-	-	10	0,001	0,29%	10	0,66	10	0,001	0,81%	4
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	362,562	0,2	0,04	-	-	10	0,001	0,29%	11	0,47	10	0,001	0,81%	5
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	58,913	0,4	0,06	-	-	10	0,001	0,29%	9	0,72	10	0,001	0,81%	6
[0342] Фтористые газообразные соединения	7664-39-3	0,002	0,02	0,005	-	-	100	0,01	2,88%	7	0,25	10	0,001	0,81%	7

[0337] Углерод оксид	630-08-0	294,95	5,0	3,0	-	-	1	0,0001	0,03%	15	23,0	1	0,0001	0,08%	8
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	497-19-8	0,007	0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,88%	6	-	-	-		-
[0143] Марганец и его соединения	7439-96-5	0,003	0,01	0,001	-	-	1000	0,1	28,81%	3	-	-	-		-
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	22,235	0,15	0,05	-	-	100	0,01	2,88%	4	-	-	-		-
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		4,547	0,3	0,1	-	-	10	0,001	0,29%	12	-	-	-		-
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	1,562	0,5	0,15	-	-	10	0,001	0,29%	13	-	-	-		-
[2754] Алканы С12-19		147,73	1,0	-	-	-	10	0,001	0,29%	14	-	-	-		-
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые	7784-18-1	0,003	0,2	0,03	-	-	10	0,001	0,29%	8	-	-	-		-
Всего :		964,477						0,3471	######				0,1241	#######	

3.2. Оценка риска неканцерогенных эффектов при острых воздействиях

При ингаляционном поступлении, расчет коэффициента опасности (**HQ**) осуществляется по формуле 3.2.1:

$\mathbf{HQ_i = AC_i/ARFC_i}$, где **(3.2.1)**

HQ - коэффициент опасности;

AC_i - максимальная концентрация *i*-го вещества, мг/м^3;

$ARFC_i$ - референтная (безопасная) концентрация для острых ингаляционных воздействий для i-го вещества, мг/м^3.

Индекс опасности для условий одновременного поступления нескольких веществ ингаляционным путем рассчитывается по формуле 3.2.2:

$\mathbf{HI_j = \Sigma HQ_{ij}}$, где **(3.2.2)**

HQ_{ij} - коэффициенты опасности для *i*-х воздействующих веществ на *j*-ю систему(орган).

При комбинированном поступлении нескольких веществ каким-либо путем, суммарный индекс опасности определяется для веществ, влияющих на одну систему (орган).

Характеристики неканцерогенного риска острых воздействий

Таблица 3.2.1

Наименование загрязняющего вещества	Координаты		АС, мг/м^3	HQ(HI)
	X	Y		
1. [0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,0	0,0
2. [0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000028	0,006
3. [0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000002	0,0
4. [0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)				
расчетная точка 1:	34826	6645	0,090316	0,192
5. [0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)				
расчетная точка 1:	34826	6645	0,035863	0,05
6. [0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000144	0,001
7. [0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
расчетная точка 1:	34826	6645	0,065937	0,1
8. [0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,0	0,0

9. [0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
расчетная точка 1:	34658	6577	1,002078	0,044
10. [0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000001	0,0
11. [0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п&				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,0	0,0
12. [1325] Формальдегид (Метаналь) (609)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000194	0,004
13. [2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,004831	0,005
14. [2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000815	0,003
15. [3119] Кальций карбонат (Мел) (306)				
расчетная точка 1:	34658	6577	0,000087	0,0
Точка мах. неканцерогенного острого воздействия:	34826	6645		
[0143] Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) {РДКмр=0.01 мг/м^3}			0,0	0,0
[0150] Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) {ARFC=0.005 мг/м^3}			0,000028	0,006
[0155] диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408) {РДКмр=0.15 мг/м^3}			0,000002	0,0
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) {ARFC=0.47 мг/м^3}			0,090316	0,192
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) {ARFC=0.72 мг/м^3}			0,035863	0,05
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) {РДКмр=0.15 мг/м^3}			0,000143	0,001
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) {ARFC=0.66 мг/м^3}			0,065937	0,1
[0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518) {ARFC=0.1 мг/м^3}			0,0	0,0
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) {ARFC=23.0 мг/м^3}			1,00205	0,044
[0342] Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) {ARFC=0.25 мг/м^3}			0,000001	0,0
[0344] Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в п& {РДКмр=0.2 мг/м^3}			0,0	0,0
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609) {ARFC=0.048 мг/м^3}			0,000193	0,004
[2754] Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) {РДКмр=1.0 мг/м^3}			0,004805	0,005
[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе& {РДКмр=0.3 мг/м^3}			0,00081	0,003
[3119] Кальций карбонат (Мел) (306) {РДКмр=0.5 мг/м^3}			0,000086	0,0
органы дыхания				0,351
сердечно-сосудистая система				0,044
развитие				0,044
глаза				0,01

Точки максимальных индексов неблагоприятных эффектов острых воздействий на критические органы (системы)

Таблица 3.2.2

Критические органы (системы)	Координаты		HI
	X	Y	
1. органы дыхания			
расчетная точка 1:	34826	6645	0,351
2. сердечно-сосудистая система			
расчетная точка 1:	34658	6577	0,044
3. развитие			
расчетная точка 1:	34658	6577	0,044
4. глаза			
расчетная точка 1:	34658	6577	0,01

Если рассчитанный коэффициент опасности (HQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов,

при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, несущественна и такое воздействие характеризуется как допустимое.
Если HQ больше единицы ,то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально HQ.
Суммарный индекс опасности (HI), характеризующий допустимое поступление, также не должен превышать единицу.