Утверждаю:

Менеджер

Отдела охраны окружающей среды

ТОО «Тенгизшевройл»

Болатбек Туралиев

«___» «_____» 2023 г.

ОТЧЕТ
О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ

Разработчик:

ТОО «SED»

Директор

Носков В.В.

«___» «_____» 2023 г.

Алматы, 2023

	ЗАКАЗЧИК: **ТОО «Тенгизшевройл»**	ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДОГОВОР №: **CW1792817 от 1 апреля 2020 года** ЗАКАЗ НА ОКАЗАНИЕ УСЛУГ № **1297359 от 26 декабря 2022**
	ПРОЕКТ: **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ**	
	ИСПОЛНИТЕЛЬ: **ТОО «SED»**	

ОТЧЕТ
О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ

ТОО «SED» Республика Казахстан, 050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3
Тел. 8 (727) 247-23-23, 247-26-36, факс: 338-23-74
E-mail: sed@sed.kz WEB Сайт: http://www.sed.kz

ДАТА: **07/2023**	СТАДИЯ: **Заключительная**
ДАТА: **06/2023**	СТАДИЯ: **Предварительная**

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Менеджер проекта, Директор Департамента экологического проектирования и разработки ОВОС	Е.А. Петухова
Старший менеджер	А.А. Зеленин
Старший менеджер	Е.Г. Ботвина
Старший менеджер	А.В. Авдеев
Старший менеджер	А.В. Пакулин
Старший менеджер	К.Ы. Байзаков
Директор Департамента экологического нормирования выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов	А.Р. Екибаева
Старший менеджер	А.М. Лопушкова
Старший менеджер	О.Н. Поворознюк
Менеджер	А.Б. Бекназарова
Директор департамента экологического нормирования отходов и сбросов загрязняющих веществ	Е.А. Суворова
Старший менеджер	С. Сабиркызы
Старший менеджер	Ж.Е. Сейдазимов
Старший менеджер	А.Х. Ташенев
Директор Департамента графического оформления и выпуска проектов	С.В. Чижегова
Менеджер ГИС	Р.Е. Садвокасов

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **20**

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ **23**

1.1. Административно-географическое положение 23

1.2. История месторождения 25

1.3. Существующая система сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения Тенгиз 29

1.3.1. Промысел. Добыча нефти 30

1.3.2. Газоперерабатывающий завод (КТЛ) 32

1.3.3. Завод второго поколения (ЗВП) и закачка сырого газа (ЗСГ) 35

1.3.4. Проект будущего расширения (ПБР) 38

1.3.5. Промышленная база ТШО 41

1.3.6. Вахтовый поселок Тенгиз 42

1.3.7. Поселок ТШО 43

1.3.8. Поселок Шанырак 43

1.3.9. Новый вахтовый поселок «Оркен» 44

1.3.10. Внешнезаводские объекты 44

1.4. Физико-химические свойства нефти и газа месторождения (свойства флюидов в пластовых и поверхностных условиях) 45

1.4.1. Свойства и состав пластовой нефти 45

1.4.2. Компонентный состав нефтяного газа и пластовой нефти 45

1.4.3. Свойства и состав дегазированной нефти 47

1.5. Текущее состояние разработки месторождения Тенгиз 48

1.6. Фактические технологические показатели разработки по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению Тенгиз 53

РАЗДЕЛ 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ **57**

2.1. Атмосферный воздух 57

2.1.1. Климат 57

2.1.2. Качество атмосферного воздуха 60

2.2. Геоморфология 69

2.3. Поверхностные воды 70

2.3.1. Поверхностные водотоки 70

2.3.2. Каспийское море 71

2.3.2.1. Уровень Каспийского моря 72

2.3.2.2. Качество морской воды 76

2.4. Геологическая среда 82

2.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 82

2.4.2. Тектоническое строение 85

2.4.3. Сейсмическая интерпретация объектов месторождения 86

2.4.4. Инженерно-геологические условия 91

2.4.5. Сейсмичность 94

2.5. Гидрогеологические условия района месторождения 101

2.5.1. Общие гидрогеологические условия месторождения 101
2.5.2. Краткое описание водопроницаемых и локально-водоносных горизонтов 101
2.5.3. Качество подземных вод 108
2.5.4. Использование глубоких водоносных горизонтов района месторождения 124
2.6. Почвенный покров и земельные ресурсы 126
2.6.1. Землепользование 126
2.6.2. Характеристика почвенного покрова 130
2.6.3. Современное состояние почвенного покрова 138
2.7. Растительность 138
2.7.1. Характеристика биоразнообразия флористического состава 139
2.7.2. Редкие и занесённые в Красную книгу РК виды 140
2.7.3. Современное состояние растительности 141
2.8. Животный мир 142
2.8.1. Краткая характеристика животного мира 142
2.8.2. Виды, занесённые в Красную книгу РК 145
2.8.3. Современное состояние животного мира 146
2.9. Радиационная обстановка 146
2.10. Социально-экономические условия 147
2.10.1. Численность населения и демографическая обстановка 148
2.10.2. Социальная сфера 149
2.10.3. Производственно-экономическая деятельность 152
2.10.4. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ) 156
2.10.5. Археология и культурное наследие 159

РАЗДЕЛ 3. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ 160
3.1. Технология и текущее состояние разработки 160
3.2. Описание базовой концепции разработки месторождения 163
3.3. Характеристика вариантов разработки месторождения 168

РАЗДЕЛ 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 177
4.1. Методика оценки воздействия на компоненты окружающей среды и оценка существенности воздействий 177
4.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух 180
4.2.1. Проектные решения ПРМ. Варианты разработки месторождения, с точки зрения загрязнения атмосферы 183
4.2.2. Характеристика источников воздействия на атмосферный воздух 184
4.2.3. Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ 200
4.2.4. Перспектива развития предприятия 210
4.2.5. Оценка риска здоровья населения 214
4.2.6. Обоснование размера санитарно-защитной зоны 216
4.2.7. Рекомендации по организации экологического контроля 229
4.2.8. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) 233
4.2.9. Прогнозная оценка воздействия на атмосферный воздух 235

4.3. Оценка воздействия на геологическую среду и подземные воды 237
4.3.1. Источники и виды воздействия 237
4.3.2. Оценка воздействия 242
4.4. Оценка воздействия на поверхностные воды 244
4.5. Оценка воздействия на почвенный покров 248
4.6. Оценка воздействия на растительный покров 251
4.6.1.Устойчивость видов к антропогенным воздействиям 251
4.6.2. Источники воздействия и оценка воздействия на растительный покров 252
4.7. Оценка воздействия на животный мир 256
4.7.1. Устойчивость видов к антропогенным воздействиям 256
4.7.2. Источники воздействия и оценка воздействия на животный мир 257
4.8. Оценка воздействия физических факторов 261
4.8.1. Источники и виды воздействия 261
4.8.2. Расчет шумового воздействия и моделирования уровня в приземном слое 268
4.9. Водохозяйственная деятельность 291
4.9.1. Источники водоснабжения 291
4.9.2. Рациональное использование водных ресурсов 292
4.9.3. Система водоснабжения и водоотведения существующих объектов 294
4.9.4. Канализационные очистные сооружения 310
4.9.5. Приемники сточных вод 315
4.9.6. Водоснабжение и водоотведение при реализации ПРМ 322
4.9.6.1. Водоснабжение и водоотведение по вариантам ПРМ без ППД 322
4.9.6.2. Водоснабжение и водоотведение по вариантам ПРМ с ППД 324
4.9.6.3. Ожидаемые нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и подземные горизонты при эксплуатации месторождения Тенгиз 327
4.10. Оценка воздействия при обращении с отходами производства и потребления 331
4.10.1. Краткое описание системы управления отходами на объектах ТОО «Тенгизшевройл» 331
4.10.2. Сравнение системы управления собственными отходами ТОО «Тенгизшевройл» со сред.показателями по РК и по Атырауской области 339
4.10.3. Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов 341
4.10.4. Интегральная оценка воздействия отходов, образующихся при разработке месторождения Тенгиз, на окружающую среду 353
4.11. Оценка возможного воздействия от серы, размещенной в открытом виде на серных картах 355
4.11.1. Требования законодательства РК в части управления серой 356
4.11.2. Объемы размещения серы в открытом виде на серных картах в штатном режиме 357
4.11.3. Объемы размещения серы в открытом виде на серных картах в условиях транспортных ограничений 358
4.11.4. Мероприятия, реализуемые ТШО для снижения воздействия на окружающую среду серы, размещаемой и накопленной в предыдущие периоды на серных картах 359
4.11.5. Возможное влияние серы, накопленной в открытом виде на серных картах, на окружающую среду 361

4.11.6. Интегральная оценка влияния серы, накопленной в открытом виде на серных картах, на окружающую среду 364

4.12. Комплексная (интегральная) оценка воздействия на компоненты окружающей среды 367

РАЗДЕЛ 5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ 372

5.1. Методика оценки воздействия реализации проекта на социально-экономические условия 372

5.2. Оценка воздействия на социальную среду 375

5.3. Оценка воздействия на экономическую среду 386

РАЗДЕЛ 6. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 391

6.1. Возможные причины возникновения и развития аварий и инцидентов 391

6.2. Оценка риска аварий 396

6.3. Возможные неблагоприятные последствия аварий и инцидентов и сценарии аварий 399

6.4. Масштабы неблагоприятных последствий 403

6.5. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов 406

6.6. Сопоставление вероятностей возникновения аварий на скважинах при различных вариантах ПРМ 410

6.7. Индивидуальный риск для персонала и другие риски 410

6.8. Меры по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций 416

6.8.1. Существующие меры безопасности на объектах ТШО 416

6.8.2. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий 419

РАЗДЕЛ 7. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ 424

7.1. Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу 426

7.2. Мероприятия по охране водных ресурсов и геологической среды 428

7.3. Мероприятия по уменьшению воздействия отходов производства и потребления 430

7.4. Мероприятия по уменьшению воздействия размещаемой серы 430

7.5. Мероприятия по уменьшению воздействия на почвы и растительный покров 431

7.6. Мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир 431

7.7. Выполнение обязательств по обеспечению ликвидации последствий недропользования 432

РАЗДЕЛ 8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЯ 433

8.1. Атмосферный воздух 433

8.2. Поверхностные воды 435

8.3. Подземные воды 437

8.4. Мониторинг состояния почв 438

8.5. Мониторинг полигонов отходов 439

8.6. Радиационный контроль 441

8.7. Мониторинг при аварийных ситуациях 441

РАЗДЕЛ 9. ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА 445

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ 446

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1	Месторождение Тенгиз. Физико-химические свойства пластовой нефти на 01.07.2019 г.	45
Таблица 1.2	Месторождение Тенгиз. Усредненный компонентный состав газа однократного разгазирования	46
Таблица 1.3	Месторождение Тенгиз. Усредненный компонентный состав пластовой нефти	46
Таблица 1.4	Месторождение Тенгиз. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти по состоянию на 01.07.2022 г.	47
Таблица 1.5	Месторождение Тенгиз. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.	49
Таблица 1.6	Месторождение Тенгиз. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и зонам расположения на 01.01.2023 г.	52
Таблица 1.7	Месторождение Тенгиз. Технологические показатели разработки за 2018-2022 гг.	54
Таблица 2.1.1.1	Среднегодовая повторяемость направлений ветра (%) и штилей (по данным РГП «Казгидромет»)	59
Таблица 2.1.1.2	Средняя скорость ветра по направлениям (м/с)	59
Таблица 2.3.2.1	Гидрохимические и гидрофизические параметры воды, 2013-2020 гг.	79
Таблице 2.3.2.2	Сводка результатов по солености, pH, температуре и растворенному кислороду в ГОК	79
Таблица 2.3.2.3	Данные о пробах воды на металлы и нефтепродукты 2018--2020 гг.	81
Таблица 2.5.3.1	Среднее содержание определяемых ингредиентов в фоновых скважинах	110
Таблица 2.6.3.1	Анализ почвенных проб	138
Таблица 2.8.1	Данные наблюдений за птицами 2021-2023 гг.	144
Таблица 2.8.2	Численность групп птиц по годам	144
Таблица 2.10.1	Количество зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний	151
Таблица 2.10.2	Валовый региональный продукт по видам экономической деятельности	153
Таблица 2.10.3	Основные показатели по видам транспорта	155
Таблица 3.2.1	Схема комбинирования стратегий в варианты разработки	166
Таблица 3.2.2	Максимальные показатели по предлагаемым стратегиям	167
Таблица 3.3.1	Основные ограничения и допущения по категориям скважин	168
Таблица 3.3.2	Базовый вариант График ввода проектных скважин	169
Таблица 3.3.3	Вариант 1 (рекомендуемый вариант). График ввода проектных скважин	169
Таблица 3.3.4	Вариант 2. График ввода проектных скважин	170
Таблица 3.3.5	Вариант 3. График ввода проектных скважин	171
Таблица 3.3.6	Вариант 4. График ввода проектных скважин	172
Таблица 3.3.7	Вариант 5. График ввода проектных скважин	173
Таблица 3.3.8	Вариант 6. График ввода проектных скважин	174
Таблица 3.3.9	Вариант 7. График ввода проектных скважин	174
Таблица 3.3.10	Вариант 8. График ввода проектных скважин	175
Таблица 3.3.11	Вариант 9. График ввода проектных скважин	176

Таблица 4.1.1	Градации значимости воздействий	178
Таблица 4.1.2	Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС	178
Таблица 4.2.2-1	Основные показатели бурения скважин	184
Таблица 4.2.2-2	Выбросы загрязняющих веществ при бурении одной скважины	185
Таблица 4.2.2-3	Максимальное воздействие, по типу скважины, в год максимального воздействия на атмосферный воздух, тонн/год	186
Таблица 4.2.2-4	Дополнительные выбросы загрязняющих веществ, при увеличении производственных мощностей ЗСГ	189
Таблица 4.2.2-5	Основные характеристики газотурбинных установок	190
Таблица 4.2.2-6	Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации оборудования по выработки электроэнергии	191
Таблица 4.2.2-7	Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации установки ДМК	192
Таблица 4.2.2-8	Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации Резервуарного парка	194
Таблица 4.2.2-9	Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации нефтеналивной эстакады	195
Таблица 4.2.2-10	Валовые выбросы загрязняющих веществ, при разливе серы и статическом хранении в блоках	196
Таблица 4.2.2-11	Валовые выбросы загрязняющих веществ, при технологически неизбежном сжигании газа на факельных установках	198
Таблица 4.2.3-1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	201
Таблица 4.2.3-2	Список и координаты контрольных точек	202
Таблица 4.2.4-1	Максимальные валовые выбросы, по Вариантам	213
Таблица 4.2.6-1	Данные о станциях наблюдения за окружающей средой (СНОС)	221
Таблица 4.2.9-1	Статистические данные	235
Таблица 4.2.9-2	Оценка воздействия на атмосферный воздух	236
Таблица 4.3.1	Оценка воздействия на геологическую среду и подземные воды	242
Таблица 4.4.1	Матрица оценки воздействия на поверхностные воды	247
Таблица 4.5.1	Матрица оценки воздействия на почвы	250
Таблица 4.6.1	Матрица оценка воздействия на растительность	255
Таблица 4.7.1	Матрица оценки воздействия на животный мир	259
Таблица 4.8.1	Допустимые уровни шума	262
Таблица 4.8.2	Допустимые уровни шума по октавным полосам	263
Таблица 4.8.3	Расчётный уровень шума на границе санитарно-защитной зоны при разработке месторождения Тенгиз	269
Таблица 4.8.4	Модели средств защиты органов слуха	286
Таблица 4.9.3-1	Необходимый объем воды питьевого качества, очищенной на водоочистной установке Промбазы на 2024 г.	304
Таблица 4.9.4-1	Объёмы хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих на КОС на Тенгизе	313
Таблица 4.9.5-1	Баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления по всем объектам на месторождении Тенгиз на существующее положение	321

Таблица 4.9.6-1	Баланс водопотребления, водоотведение и безвозвратного потребления при бурении скважин по вариантам ПРМ	322
Таблица 4.9.6-2	Баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по вариантам ПРМ без ППД	323
Таблица 4.9.6-3	Баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления при эксплуатации месторождения Тенгиз по вариантам 4 и 8 ПРМ с ППД	326
Таблица 4.9.6-4	Ожидаемые нормативы допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и подземные горизонты от объектов месторождения Тенгиз по вариантам ПРМ	327
Таблица 4.10.1	Сведения о классификации, характеристика и способы управления отходами для всех вариантов ПРМ	342
Таблица 4.10.2	Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов	349
Таблица 4.10.3	Сравнение вариантов ПРМ 1-3 по образованию отходов бурения за весь многолетний период проведения буровых работ	352
Таблица 4.10.4	Интегральная оценка возможного воздействия отходов, образующихся при разработке месторождения Тенгиз, на окружающую среду	354
Таблица 4.11.1	Информация о некоторых местах открытого хранения серы	356
Таблица 4.11.2	Объем складских мощностей, которые могут использоваться для временного хранения товарной гранулированной и жидкой серы	359
Таблица 4.11.3	Расчет объема размещения серы на серных картах	359
Таблица 4.11.4	Информация о площади серных карт	364
Таблица 4.11.5	Информация о вместимости серных карт	365
Таблица 4.11.6	Интегральная оценка возможного воздействия серы, временно хранящейся (накопленной) на серных картах	365
Таблица 4.12.1	Итоговая оценка воздействия 9 рентабельных вариантов разработки месторождения Тенгиз	368
Таблица 4.12.2	Комплексная оценка воздействия Проекта разработки месторождения Тенгиз	369
Таблица 5.1.1	Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	373
Таблица 5.1.2	Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу	373
Таблица 5.1.3	Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу	373
Таблица 5.1.4	Определение интегрированного воздействия на социально-экономическую сферу	374
Таблица 5.1.5	Компоненты социально-экономической среды, потенциально подвергающиеся воздействию при реализации «Проекта разработки месторождения Тенгиз»	374
Таблица 5.3.1	Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу	389
Таблица 5.3.2	Интегральная оценка воздействия на социально-экономическую сферу	390
Таблица 6.4.1	Анализ последствий аварий на технологических площадках ТШО	404
Таблица 6.5.1	Частоты реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования объектов (по данным [48])	406

Таблица 6.5.2	Частоты утечек из технологических трубопроводов (по данным [48])	407
Таблица 6.5.3	Частота разгерметизации технологических аппаратов и сосудов под давлением	407
Таблица 6.5.4	Частота разгерметизации резервуаров и изотермических хранилищ	407
Таблица 6.5.5	Частота разгерметизации теплообменников	408
Таблица 6.5.6	Частота разгерметизации насосов и компрессоров	408
Таблица 6.5.7	Частота разгерметизации автомобильных и железнодорожных цистерн, включая сливо-наливные операции	408
Таблица 6.5.8	Частоты отказов береговых трубопроводов (по данным [58])	409
Таблица 6.5.9	Консервативные оценки ожидаемой частоты разгерметизации технологических составляющих системы магистральных трубопроводов	409
Таблица 6.5.10	Частоты разгерметизации газовых и нефтяных скважин	410
Таблица 6.7.1	Значения индивидуальных рисков в год на объектах ТШО	411
Таблица 6.7.2	Суммарные индивидуальные риски в год на площадках объектов и производств ТШО	414
Таблица 6.7.3	Вероятности летальных исходов на прилегающих территориях	416
Таблица 8.1	Аварийные ситуации, которые могут произойти на объектах ТШО или оказать воздействие на эксплуатацию объектов ТШО	442

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1.	Обзорная карта района работ	24
Рисунок 1.2.	Карта-схема расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл»	28
Рисунок 1.3.	Принципиальная блок-схема объектов ТШО	31
Рисунок 1.4.	Принципиальная блок-схема КТЛ	34
Рисунок 1.5.	Принципиальная блок-схема ЗВП	36
Рисунок 1.6.	Принципиальная блок-схема ЗСГ	38
Рисунок 1.7.	Принципиальная блок-схема ЗТП	39
Рисунок 1.8.	Принципиальная блок-схема ЗСГТП	40
Рисунок 2.1.1.1.	Среднегодовая повторяемость (%) направлений ветра по данным МС Кульсары	59
Рисунок 2.1.2.1.	Карта-схема с расположением постов наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории ТШО и в жилой зоне (п. Жана Каратон)	61
Рисунок 2.1.2.2.	Концентрация сероводорода на СНОС за период 2020-2022 гг.	62
Рисунок 2.1.2.3.	Концентрация диоксида серы на СНОС за период 2020-2022 гг.	63
Рисунок 2.1.2.4.	Концентрация диоксида азота на СНОС за период 2020-2022 гг.	63
Рисунок 2.1.2.5.	Концентрация оксид углерода на СНОС за период 2020-2022 гг.	64
Рисунок 2.1.2.6.	Концентрация углеводородов C_1-C_{10} на СНОС за период 2020-2022 гг.	64
Рисунок 2.1.2.7.	Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ	65
Рисунок 2.1.2.8.	Концентрации загрязняющих веществ в в.п. ТШО за период 2020-2022 гг.	66
Рисунок 2.1.2.9.	Концентрации загрязняющих веществ в п. Жана Каратон за период 2020-2022 гг.	66
Рисунок 2.1.2.10.	Концентрация сероводорода при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.	67
Рисунок 2.1.2.11.	Концентрация диоксида серы при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.	67
Рисунок 2.1.2.12.	Концентрация диоксида азота при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.	68
Рисунок 2.1.2.13.	Концентрация оксида углерода при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.	68
Рисунок 2.1.2.14.	Концентрация углеводородов C_1-C_{10} при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.	69
Рисунок 2.1.2.15.	Концентрация меркаптанов при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.	69
Рисунок 2.3.2.1.	Динамика изменения уровня Каспийского моря в период с 1992 по 2020 гг.	73
Рисунок 2.3.2.2.	Сезонный ход уровня Каспийского моря в 2021 г. в сравнении с 2020 г.	73
Рисунок 2.3.2.3.	Сезонный ход уровня Каспийского моря в 2021 и 2022 гг.	74
Рисунок 2.3.2.4.	Космический снимок ледовой обстановки Каспийского моря, 23 января 2023 г. со спутника Sentinel	76
Рисунок 2.3.2.5.	Район морского развития CaTRo	77
Рисунок 2.3.2.6.	Схемы расположения станций отбора проб морских вод а) станции 2008-2013 годов; б) станции 2014-2017 гг.	78

Рисунок 2.3.2.7.	ГОК, Измерения качества воды 2019	80
Рисунок 2.4.3.1.	Протяженность коллектора Тенгизского месторождения 160 км^2	87
Рисунок 2.4.3.2.	Наблюдаются два крупномасштабных, утоньшающихся по направлению к бассейну клина, переслаивающиеся с двумя подошвенно налегающими бассейновыми клиньями. Клинья по направлению к бассейну коррелируются с существующими платформенными объектами и генетически связаны с поверхностями платформы	88
Рисунок 2.4.3.3.	Когерентность – мера сходства в формах колебаний волны. Внутренняя платформа (синий полигон) когерентна, что означает отсутствие изменений в сейсмических фациях. В верхнем склоне (замкнутая область между красным и синим полигонами) хаотический сейсмический сигнал иллюстрирует некогерентность. Такие хаотические фации предполагают трещины	89
Рисунок 2.4.3.4.	Вычисленная оптическая сумма вдоль кровли Объекта 1 показывает региональные различия в поведении отражающих горизонтов. Четыре детально изученных участка иллюстрируют геоморфологическую изменчивость борт–склон	90
Рисунок 2.4.4.1.	Карта инженерно-геологических условий	92
Рисунок 2.4.5.1.	Тектоническая карта прикаспийского региона	95
Рисунок 2.4.5.2.	Землетрясения, произошедшие внутри и вокруг Казахстана	95
Рисунок 2.4.5.3.	Схема геодинамического полигона на месторождениях Тенгиз и Королевское	97
Рисунок 2.4.5.4.	Карта сейсмичности на территории месторождения Тенгиз, по данным сейсмологического мониторинга за период 2019-2022 гг.	100
Рисунок 2.5.2.1.	Карта гидроизогипс и расположения объектов ПЭК и наблюдательных скважин	107
Рисунок 2.5.3.1.	Динамика изменения температуры в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	111
Рисунок 2.5.3.2.	Динамика изменения уровня в грунтовых водах на Площадке сброса №2 в период 2020-2022 гг.	112
Рисунок 2.5.3.3.	Динамика изменения абс. отметок уровней в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	113
Рисунок 2.5.3.4.	Динамика изменения концентрации нефтепродуктов в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	114
Рисунок 2.5.3.5.	Динамика изменения концентрации кадмия в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	115
Рисунок 2.5.3.6.	Динамика изменения концентрации хрома в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	115
Рисунок 2.5.3.7.	Динамика изменения концентрации меди в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	116
Рисунок 2.5.3.8.	Динамика изменения концентрации никеля в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	117
Рисунок 2.5.3.9.	Динамика изменения концентрации свинца в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	118
Рисунок 2.5.3.10.	Динамика изменения концентрации цинка в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	118
Рисунок 2.5.3.11.	Динамика изменения концентрации бария в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2021 гг.	119
Рисунок 2.5.3.12.	Концентрация основных ионов в составе грунтовых вод на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	120

Рисунок 2.5.3.13.	Концентрации биогенных элементов в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.	122
Рисунок 2.5.4.1.	Схема строения альб-сеноманского и неокомского резервуара	125
Рисунок 2.6.1.1.	Карта землепользования	127
Рисунок 2.6.2.1.	Профиль бурых солончаковатых почв	135
Рисунок 2.6.2.2.	Профиль лугово – бурых солончаковатых почв	135
Рисунок 2.6.2.3.	Профиль солончаков приморских	135
Рисунок 2.6.2.4.	Профиль луговых приморских солончаковатых почв	137
Рисунок 2.6.2.5.	Профиль луговых приморских солончаковых почв	137
Рисунок 2.6.2.6.	Профиль песков	137
Рисунок 2.7.1.	Редкие виды флоры территории ТШО	140
Рисунок 2.10.1.	Административная карта населенных пунктов Атырауской области	148
Рисунок 2.10.2.	Динамика ввода в эксплуатацию общей площади жилых зданий в 2021-2022 гг., тыс. кв. м	154
Рисунок 2.10.3.	Карта расположения ООПТ	157
Рисунок 3.1.1.	Месторождение Тенгиз. Распределение дебита нефти по действующим (на 01.01.2023 г.) добывающим скважинам, расположенным на платформенной, бортовой и склоновой частях залежи	161
Рисунок 3.1.2.	Месторождение Тенгиз. Динамика добычи нефти, добычи и закачки газа	162
Рисунок 3.1.3.	Месторождение Тенгиз. Динамика действующего фонда добывающих и газонагнетательных скважин, среднего дебита нефти и приёмистости скважин, газового фактора и пластового давления	162
Рисунок 4.2-1.	Общие выбросы загрязняющих веществ, ТОО «Тенгизшевройл», 2023 год, %	181
Рисунок 4.2-2.	Общие количество источников загрязнения атмосферы, ТОО «Тенгизшевройл», 2023 год, %	181
Рисунок 4.2.2-1.	Распределение выбросов, т/год по Вариантам 1-9, при бурении скважин	186
Рисунок 4.2.2-2.	Распределение выбросов ЗВ, %, при эксплуатации систем внутрипромыслового сбора	188
Рисунок 4.2.2-3.	Распределение выбросов ЗВ, %, при увеличении производственных мощностей ЗСГ, Варианты 3-7, 9	189
Рисунок 4.2.2-4.	Распределение выбросов ЗВ, %, при работе ТГТЭС	191
Рисунок 4.2.2-5.	Распределение выбросов ЗВ, %, при эксплуатации Установки демеркаптанизации нефти (КТЛ)	192
Рисунок 4.2.2-6.	Распределение выбросов предельных углеводородов, %, при эксплуатации резервуарного парка	194
Рисунок 4.2.2-7.	Распределение выбросов предельных углеводородов, %, при эксплуатации нефтеналивной эстакады	195
Рисунок 4.2.2-8.	Динамика изменения утилизации сырого газа (за фактические 6 лет)	198
Рисунок 4.2.3-1.	Роза ветров среднегодовой повторяемости направлений ветра, %	202
Рисунок 4.2.3-2.	Карта-схема по группе суммации «сера диоксид+сероводород», расчет рассеивания, Вариант 7	206
Рисунок 4.2.3-3.	Карта-схема совместных изолиний концентраций по всем загрязняющим веществам и группам суммаций, для среднегодовых выбросов	209

Рисунок 4.2.6-1.	Граница минимальной нормативной санитарно-защитной зоны ТОО «Тенгизшевройл», по санитарной классификации	220
Рисунок 4.2.6-2.	Карта-схема расположения СНОС	222
Рисунок 4.2.6-3.	Карта-схема канцерогенного воздействия	225
Рисунок 4.2.6-4.	Карта-схема не канцерогенного острого воздействия	225
Рисунок 4.2.6-5.	Карта-схема не канцерогенного хронического воздействия	225
Рисунок 4.2.6-6.	Показатели расчетной санитарно-защитной зоны, по оценки риска здоровью населения	225
Рисунок 4.2.6-7.	Результаты расчетного обоснования размера СЗЗ	228
Рисунок 4.2.9-1.	Вклад ТОО «Тенгизшевройл» в общие выбросы загрязняющих веществ за 2021 год, %	235
Рисунок 4.8.1.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 31,5 Гц	272
Рисунок 4.8.2.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 63 Гц	273
Рисунок 4.8.3.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 125 Гц	274
Рисунок 4.8.4.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 250 Гц	275
Рисунок 4.8.5.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 500 Гц	276
Рисунок 4.8.6.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц	277
Рисунок 4.8.7.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 2000 Гц	278
Рисунок 4.8.8.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 4000 Гц	279
Рисунок 4.8.9.	УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 8000 Гц	280
Рисунок 4.8.10.	Шумовая карта уровней звука La	281
Рисунок 4.9.2-1.	Повторное использование воды в сравнении с забором свежей воды	293
Рисунок 4.9.6-1.	Примерная схема наземного оборудования для подачи воды на ППД	325
Рисунок 4.10.1.	Обращение с отходами в соответствии с принципом иерархии	331
Рисунок 4.10.2.	Сравнительные показатели по системе управления отходами с усредненными показателями по Республике Казахстан	340
Рисунок 4.10.3.	Сравнительные показатели по системе управления отходами с усредненными показателями по Атырауской области.	340
Рисунок 4.10.4.	Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов	352
Рисунок 5.3.1.	Объем фактических выплат ТШО 2013-2022 гг.	387
Рисунок 6.2.1.	Критерии допустимости риска	398
Рисунок 6.3.1.	Дерево событий при аварии на скважине	402

СПИСОК ФОТОГРАФИЙ

Фото 4.10.1.	Процесс переработки шлама на ТСС	334
Фото 4.10.2.	Процесс очистки бурового раствора на установках ENVIROCENTER	335
Фото 4.10.3.	Разделенные фазы бурового шлама – буровой раствор и сухой осадок на установке VERTI-G	335
Фото 4.10.4.	Дробилка для бетона	336
Фото 4.10.5.	Роторная дробилка древесных материалов	336
Фото 4.10.6.	Пакетировочный пресс WHS 650 HDE и спрессованный картон после пресса в виде брикетов на ТЭЦ	336
Фото 4.10.7.	Форум по обращению с отходами с участием внешних заинтересованных сторон	339

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

Приложение 2 Государственная лицензия ТОО «SED» на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды № 01804Р от 15.12.2015 г.

Приложение 3 Обзор законодательной и нормативно-технической документации, используемой при проведении экологической оценки

Приложение 4 Материалы к разделу «Оценка воздействия на атмосферный воздух»

Приложение 5 Материалы к разделу «Водохозяйственная деятельность»

Приложение 6 Материалы к разделу «Оценка воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления»

Приложение 7 Материалы к разделу «Вероятность возникновения аварий и опасных природных явлений при реализации проекта разработки месторождения»

Приложение 8 Карта растительности и гидрогеологическая карта

Приложение 9 Отчеты по оценке риска здоровью населения

Приложение 10 Перечень источников шумового воздействия месторождения Тенгиз и их шумовые характеристики

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АО – акционерное общество
АСМ – автоматизированная система мониторинга
ВД – высокое давление
ВОС – водоочистная станция
ГДМ – геолого-гидродинамическая модель
ГЗУ – групповые замерные установки
ГКЗ – государственной комиссии по запасам полезных ископаемых
ГПЗ – газоперерабатывающий завод
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ГТУ – газотурбинная установка
ДЭА – диэтаноламин
ДМК – демеркаптанизация товарной нефти
ЗВП – завод второго поколения
ЗСГ – закачка сырого газа
ЗСГТП – закачка сырого газа третьего поколения
ЗТП – завод третьего поколения
КИН – коэффициент извлечения нефти
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КНС – канализационная насосная станция
КОС – канализационные очистные сооружения
КТК – Каспийский трубопроводный консорциум
КТЛ – комплексная технологическая линия
МЗ – министерство здравоохранения РК
МОН – методы оптимизации нефтеизвлечения
МЭ – министерство энергетики РК
МЭД – мощность эквивалентной дозы
НД – низкое давление
НДВ – нормативы допустимых выбросов
НК – национальная компания
НМУ – неблагоприятные метеорологические условия
ОБУВ – ориентировочный безопасный уровень воздействия
ООПТ – особо охраняемые природные территории
ОС – окружающая среда
ООС – охрана окружающей среды
ОЦУП – объединенный центр управления производством
ПБР – проект будущего расширения
ПДК – предельно допустимая концентрация
ПДКм.р. – максимально разовая предельно допустимая концентрация
ПДКр.з. – предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны
ПДК с.с. – предельно допустимая концентрация среднесуточная

ППД – поддержание пластового давления
ППО – полигон промышленных отходов
ПРМ – проект разработки месторождения
ПТБО – полигон твёрдых бытовых отходов
ПУУД – проект управления устьевым давлением
в.п. ТШО – вахтовый поселок ТШО
ПТШО – поселок ТШО
ПЭК – производственный экологический контроль
ПЭМ – производственный экологический мониторинг
РГП – республиканское государственное предприятие
РК – Республика Казахстан
РПН – резервуарный парк нефти
САЦ – Средняя Азия - Центр
СЗЗ – санитарно-защитная зона
СНОС – станция наблюдения за окружающей средой
СП – строительные правила
СПД – система повышения давления
СПИВ – система повторного использования воды
СУГ – сжиженные углеводородные газы
ТБО – твёрдые бытовые отходы
ТВС – топливно-воздушная смесь
ТГТЭС – Тенгизская газотурбинная электростанция
ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью
ТШО – Тенгизшевройл
ТЭЦ – ТенгизЭкоЦентр
УЗСВ – установка закачки сточных вод
УОСВ – установка очистки сточных вод
УТС – уточненная технологическая схема
УЭТО – участок эксплуатации и технического обслуживания
ХРХ – химреагентное хозяйство
ЦДП – центральный диспетчерский пункт
ЦПС – центральный пункт сбора
ЭК – Экологический кодекс РК
pH – водородный показатель

ВВЕДЕНИЕ

ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) является крупнейшим нефтедобывающим предприятием в Республике Казахстан, на долю которого приходится более четверти добываемой нефти. Площадь лицензионного участка месторождений Тенгиз и Королевское составляет 1538 км^2. Оба месторождения характеризуются аномально высоким пластовым давлением и температурой, значительным содержанием в пластовом флюиде сернистых соединений и высокой газонасыщенностью.

ТШО создан в 1993 году на основе Соглашения между Республикой Казахстан и Корпорацией «Шеврон». Участниками ТШО являются компании АО НК «КазМунайГаз» (20%), «Шеврон» (50%), «ЭксонМобил (25%), «Лукойл Интернешнл ГмбХ» (5%).

Основным видом деятельности является добыча углеводородного сырья, подготовка нефти, переработка газа и реализация производимой продукции потребителям (нефть, газ, сера). Одной из важнейших задач ТШО, в процессе деятельности является охрана окружающей среды. Соответственно ТШО совершенствуя технологию и последовательно наращивая мощность производства, осуществляет деятельность с одновременным снижением уровня воздействия на окружающую среду.

Контрактная территория ТШО относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан. Город Кульсары Жылыойского района находится на расстоянии 110 км от месторождений Тенгиз и Королевское. При этом, город Атырау расположен на расстоянии 350 км от указанных месторождений.

Тенгизское месторождение, открытое в 1979 г., по величине извлекаемых запасов нефти является гигантским, по энергетическим условиям (наличие аномально высокого пластового давления и температуры и большого разрыва между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом) и геологическому строению – уникальным, относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

В соответствии п. 2 статьи 137 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», п. 102 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утв. приказом министра энергетики РК от 15.06.2018 г. № 239, проект разработки месторождения составляется на весь период рентабельной добычи углеводородов.

При составлении Проекта разработки месторождения Тенгиз по состоянию на 01.01.2023 г. учитывалась необходимость наиболее полного извлечения нефти из недр при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности с применением для текущих условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования. Полученные результаты расчета вариантов разработки используются для дальнейшего экономического анализа.

В Проекте рассмотрены базовый и девять альтернативных вариантов разработки месторождения Тенгиз. Каждый из рассматриваемых вариантов предусматривает индивидуальный набор технологических проектов (стратегий). Все расчетные варианты основаны на стратегиях, предназначенных для поддержания полки добычи нефти на высоком уровне. В большинстве вариантов эта технологическая база представлена набором схожих между собой технологических решений. Поэтапное принятие технологических решений подразумевает набор технологических мероприятий, направленных на оптимизацию разработки в конкретных регионах (платформа или склон), что в свою очередь позволит оценить их индивидуальное влияние на величину нефтеизвлечения. Вариант 1 выбран в Проекте разработки, как рекомендуемый. Все варианты предусматривают применение системы ППД с обратной закачкой попутного газа. Кроме того, по вариантам 4 и 8 предполагается расширение системы ППД с добавлением

водонагнетательных скважин, потенциальным источником воды для закачки является альб-сеноманский водоносный горизонт.

На Базовый вариант уже ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду в рамках ПредОВОС к «Уточнённой технологической схеме разработки месторождения Тенгиз» в 2013 г. В настоящем Отчете о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Тенгиз проведена экологическая оценка 9 рентабельных вариантов разработки, при этом учитывая ранее проведенную оценку воздействия на Базовый вариант и отсутствие в нем изменений, в рамках настоящего Отчета оценка данного варианта не предполагается.

В соответствии с нормами Экологического кодекса РК (ЭК) под экологической оценкой понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

Запрещается реализация намечаемой деятельности, в том числе выдача экологического разрешения для осуществления намечаемой деятельности, без предварительного проведения оценки воздействия на окружающую среду, если проведение такой оценки является обязательным для намечаемой деятельности в соответствии с требованиями статьи 65 ЭК. Вид намечаемой деятельности – добыча углеводородного сырья. Согласно Приложению 1 ЭК, раздел 1 п. 2, п/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), данный вид деятельности относится к перечню видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение оценки воздействия на окружающую среду является обязательным.

Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии (ст. 67 ЭК):

1) рассмотрение заявления о намечаемой деятельности в целях определения его соответствия требованиям ЭК, а также в случаях, предусмотренных Кодексом, проведения скрининга воздействий намечаемой деятельности;
2) определение сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;
3) подготовку отчета о возможных воздействиях;
4) оценку качества отчета о возможных воздействиях;
5) вынесение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду и его учет;
6) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с настоящим Кодексом.

Все последовательные стадии перед подготовкой Отчета о возможных воздействиях были завершены. Согласно Заявления о намечаемой деятельности KZ22RYS00362852 от 10.03.2023 получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ22VWF00095404 от 25.04.2023 г. (Приложение 1) (далее – Заключение). Все рекомендации и условия, указанные в Заключении учтены в соответствующих разделах при подготовке настоящего Отчета, соответствующая таблица с пояснениями представлена в Приложении 1.

Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Тенгиз разработан в соответствии с требованиями Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30 июля 2021 года № 280. Нормативно-правовые акты РК, использованные при подготовке Отчета, приведены в Приложении 3 в конце документа.

Отчет о возможных воздействиях включает следующие разделы:

- характеристику современного состояния окружающей среды (включая атмосферу, поверхностные воды, геологическую среду, гидрогеологические условия, почвы, флору, фауну) и социально-экономические условия;
- характеристику производства и описание намечаемой деятельности;
- оценку возможных воздействий намечаемой деятельности на компоненты окружающей среды;
- оценку возможных воздействий намечаемой деятельности на социально-экономические условия;
- вероятность возникновения аварий и опасных природных явлений в процессе разработки месторождения;
- меры по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных существенных воздействий;
- рекомендации по мониторингу воздействия;
- процедуру проведения послепроектного анализа;
- краткое нетехническое резюме.

В данном отчете ОВОС даётся обоснование предельных количественных и качественных показателей эмиссий, предельного количества накопления отходов по их видам, физических воздействий на окружающую среду. Расчёты сделаны на базе проектов-аналогов и анализа проектных решений вариантов намечаемой деятельности.

Отчет о возможных воздействиях выполнен ТОО «SED», имеющее государственную лицензию № 01804Р от 15.12.2015 г., выданную Комитетом экологического регулирования и контроля МООС РК (Приложение 2). Лицензия выдана на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

Адрес Заказчика: **Товарищество с ограниченной ответственностью «Тенгизшевройл»**
060011, Республика Казахстан,
г. Атырау, ул. Сатпаева, 3
Тел.: +77123026000, +77122271212
Факс: +77123026752
e-mail: *tcoinfo@tengizchevroil.com*
Генеральный директор – Лайон Кевин

Адрес Исполнителя: **Товарищество с ограниченной ответственностью «SED» (Sustainable Ecology Development)**
050043, г. Алматы, ул. Аскарова, 3,
тел.: 8 (727) 247 23 23,
факс: 8 (727) 338 23 74.
e-mail: *sed@sed.kz*
Директор – Носков Владимир Васильевич

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. АДМИНИСТРАТИВНО-ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) является недропользователем месторождений Тенгиз и Королевское. Оба месторождения характеризуются аномально высоким пластовым давлением и температурой, значительным содержанием в пластовом флюиде сернистых соединений и высокой газонасыщенностью.

Нефтяное месторождение Тенгиз открытое в 1979 г., по величине извлекаемых запасов нефти является гигантским, по энергетическим условиям (наличие аномально высокого пластового давления и температуры и большого разрыва между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом) и геологическому строению – уникальным, относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Контрактная территория ТШО относится к Жылыойскому району Атырауской области. Районный центр г. Кульсары находится на расстоянии 110 км, а город Атырау расположен на расстоянии 350 км от контрактной территории. Сообщение с месторождением Тенгиз (пос. ТШО) осуществляется по асфальтированной автомобильной дороге и по железной дороге.

По территории месторождения проходят: магистральный газопровод Средняя Азия-Центр (САЦ), а также нефтепроводы Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК) и Узень-Кульсары-Атырау-Самара.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Косшагыл удаленный от месторождения Тенгиз, более чем на 80 км в северо-восточном направлении. Бывшие ближайшие населенные пункты Каратон, Сарыкамыс, ферма Кенарал, зимовки в прошлые годы были переселены от границ Тенгизского нефтегазового комплекса. Это было выполнено в рамках Проекта ЗВП.

Вблизи месторождения имеется аэропорт местных воздушных судов Тенгиз.

Территория месторождения Тенгиз географически расположена в юго-восточной части Прикаспийской низменности и представляет собой полупустынную слабоволнистую равнину, лежащую ниже уровня моря. Средняя абсолютная отметка рельефа составляет минус 25 м. Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до минус 30ºС) и жарким летом (до плюс 45ºС). Для района характерны сильные ветры.

Предполагаемым источником водоснабжения в перспективе разработки месторождения Тенгиз, как и в настоящее время ожидается использование реки Кигач, которая является притоком Волги, в соответствии с заключенным договором на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам.

Оператор объекта признается вторичным водопользователем, и не планирует осуществление первичного забора воды с поверхностных источников. Территория месторождения не располагается в водоохранной зоне и полосе (расстояние от отметки уровня Каспийского моря (-27 м) до месторождения превышает 2 км).

В географическом отношении месторождение находится в юго-восточной части Прикаспийского бассейна, в нефтеносном регионе Южной Эмбы. Основная часть запасов, разведанных в этом районе, приурочена к подсолевой части палеозойского разреза по периферии бассейна.

Обзорная карта района работ представлена на рис. 1.1.

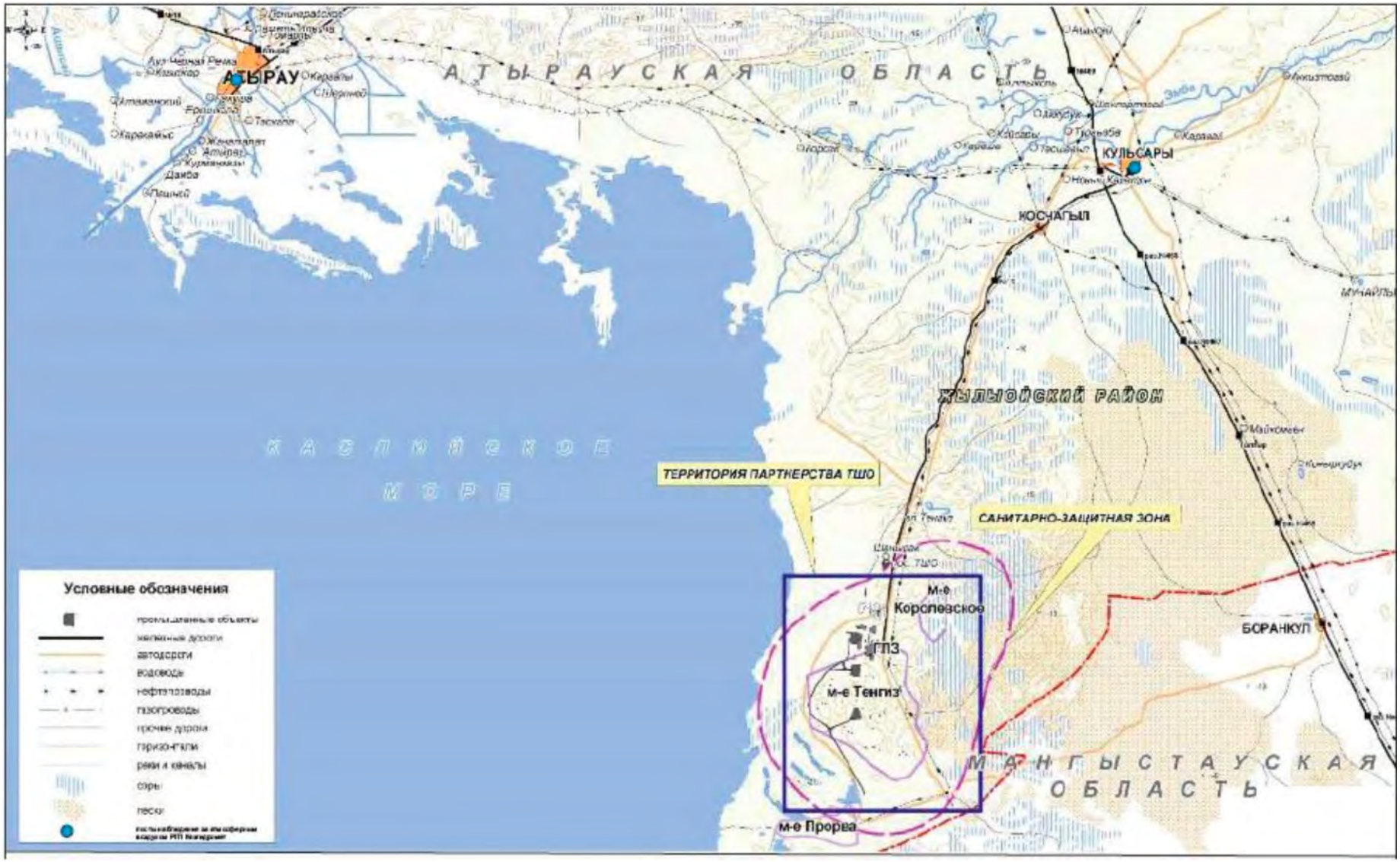


Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ

1.2. ИСТОРИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение Тенгиз обладает уникальной геологической структурой и составом пластового флюида. Возвышенность Тенгиз была открыта и подготовлена к проведению работ по поисковому бурению в 1975 году. Первая нефть на месторождении Тенгиз была добыта в 1981 году. Месторождение Королевское было открыто позже, в 1986 году.

6 апреля 1991 года в эксплуатацию был введён нефтегазовый комплекс — Тенгизский нефтегазоперерабатывающий завод и промысел, что послужило началу промышленной добыче на данном месторождении.

В 1993 г. было создано ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) совместно с компанией «Chevron». В настоящее время партнерами являются уже четыре компании: АО НК «КазМунайГаз» (20%), «Chevron Overseas» (50%), «Exxon Mobil» (25%) и ««Лукойл Интернешнл ГмбХ» (5%).

Основными видами деятельности ТШО является добыча и реализация углеводородного сырья и серы. Лицензионный участок площадью 1538 км^2 включает огромное Тенгизское месторождение и меньшее по размерам, но обладающее значительными запасами Королевское месторождение, а также несколько перспективных участков для ведения разведки.

Тенгизское месторождение является одним из самых глубоких и крупнейших нефтяных месторождений в мире – супергигант, верхний нефтеносный коллектор которого залегает на глубине около 4000 метров. Тенгизский коллектор протянулся на 19 км в длину и 21 км в ширину. Мощность нефтяной толщи – 1,6 км.

По состоянию на 01.01.2010 г. выполнен отчет по пересчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Тенгиз, утвержденный протоколом ГКЗ. В целом по месторождению были утверждены геологические и извлекаемые запасы нефти по сумме категорий В+С1, соответственно, 3,4 и 1,4 млрд. т. На дату составления настоящего Отчета оператор объекта разрабатывает Пересчет запасов нефти и газа месторождения Тенгиз.

Геологические запасы месторождений Тенгиз и Королевское отличаются высоким содержанием серы. По этой причине система сбора промысла нефтегазового месторождения Тенгиз была спроектирована в соответствии со специфическими технологическими требованиями безопасной и надежной эксплуатации промысла.

Тенгизское месторождение представляет собой карбонатную постройку, стратиграфически приуроченную к раннему и среднему карбону, которая расположена на общем девонском карбонатном основании.

Нефть месторождения Тенгиз характеризуется как легкая, сернистая, малосмолистая, малопарафинистая. По содержанию основных компонентов в составе пластового флюида месторождений Тенгиз и Королевское отличий не наблюдается. Так, содержание метана в пластовой нефти от 42,39 до 44,17% мольн., этана от 8,53 до 8,72% мольн содержание сероводорода в составе пластового флюида от 13,17 до 14,4 % мольн.

Газ состоит, в основном, из метана (51,16 – 53,5% мольн.), среди кислых компонентов присутствует углекислый газ – до 4,06% мольн., азот – 2,25% мольн., сероводород – 17-18,1% мольн.

ТШО сегодня работает в режиме первичной добычи, т.е. нефть и газ из скважины поступают сами под давлением, изначально имеющемся в пласте, без необходимости применения насосов. Это дает возможность достичь высокого уровня нефтеотдачи пласта, однако, естественное давление в пласте имеет тенденцию к уменьшению. Для увеличения

нефтеотдачи пласта ТШО успешно применяет метод вторичной добычи, такой как закачка сырого газа для частичного восстановления давления в пласте.

Из добываемого сырья ТШО вырабатывает несколько видов конечной продукции. Основная продукция ТШО – стабилизированная нефть. В 2022 году объемы добычи сырой нефти составили 29,2 млн тонн сырой нефти, что составляет примерно 34,7% от общего объема добытой нефти в Республике Казахстан.

Учитывая современные технологии производственного комплекса, ТШО в настоящее время производит из попутного газа месторождения Тенгиз и Королевское следующий перечень готовой продукции:

- товарный сухой газ, содержащий метан-этановую фракцию – по трем основным направлениям сбыта: на реализацию в магистральную систему ИАЦ, в газопровод Тенгиз-Кульсары на местный рынок, часть товарного газа используется как топливный газ для собственных нужд ТШО;
- пропан европейского качества;
- бутан европейского качества.

К моменту образования ТОО «Тенгизшевройл» в 1993 году на месторождении было завершено строительство и ввод в эксплуатацию первых двух технологических ниток, названных КТЛ-1, а также всех связанных с ними инженерных сооружений и систем. Последующие две технологические нитки, названные КТЛ-2, были введены в эксплуатацию в 1996 году. Третья технологическая нитка (Нитка 5) для КТЛ-2 была построена и введена в эксплуатацию в 2000 году. Ситуационная карта расположения объектов месторождения представлена на рис. 1.2.

Этот завод КТЛ (Комплексная Технологическая Линия) известен как завод «первого поколения». В настоящее время на заводе действуют пять технологических линий первичной переработки нефти и газа (КТЛ – 1.1, 1.2, 2.1 2.2, 2.3), причем это производство стало более экологичным и эффективным. В 2009 году ТШО устранил непрерывное сжигание газа на заводе КТЛ.

Сдача в 2008 году в эксплуатацию Завода второго поколения (ЗВП), представленного одной технологической ниткой с производительностью, равной производительности КТЛ, и объектов Закачки сырого газа (ЗСГ) в рамках проекта расширения производства «второго поколения» значительно повысила производственный потенциал ТШО, что способствует выполнению планов по значительному приросту нефтедобычи Республики Казахстан.

ЗВП стабилизирует нефть и удаляет из нее серосодержащие компоненты, а также отделяет природный газ и серу. Этот завод является крупнейшей в мире технологической линией по работе с серосодержащей нефтью. Реализация проекта ЗВП позволила ТШО не только увеличить добычу, но и качественно улучшить экологичность производства и повысить эффективность за счет применения самых передовых технологий.

С пуском завода на полную мощность появилась возможность получить дополнительные объемы топливного газа для экспорта и использования для собственных нужд. В конструктивных решениях ЗВП заложены технологии и оборудование, обеспечивающие низкий уровень выбросов и высокий уровень энергоэффективности, а также крупнейшие в мире парогенераторы, которые способны обеспечивать электроэнергией огромное производство.

Технологический комплекс закачки сырого газа (ЗСГ) предназначен для закачки сырого газа в нагнетательные скважины, расположенные на центральном участке Тенгизской

платформы нефтеносного пласта. Компрессор закачки газа является уникальным и не имеет аналогов в мире.

Закачка сырого газа обратно в нефтяные пласты позволяет с одной стороны повысить нефтеотдачу, с другой стороны отпадает необходимость утилизации попутного газа (переработки, хранения и реализации побочных продуктов, производства серы из сероводорода). При этом существенно снижается отрицательное влияние производства на окружающую среду, а также сохраняются ресурсы газа, который при необходимости может быть извлечен из пласта и использован в будущем. В настоящее время расширение производственных мощностей с целью увеличения нефтедобычи на существующем месторождении Тенгиз и Королевское предусматривается посредством реализации Проекта Будущего Расширения/Проекта Управления Устьевым Давлением (ПБР/ПУУД). В 2016 году партнёры ТШО объявили об утверждении окончательного решения о финансировании Проекта будущего расширения - Проекта управления устьевым давлением (ПБР-ПУУД).

Суточная полка добычи нефти на месторождении Тенгиз в перспективе разработки составит порядка 110 тыс. т/сут. При этом ожидаемая производительность по добычи нефти на месторождении Тенгиз ожидается на уровне около 40,0 млн. тонн в год, и соответственно по газу порядка – 38,0 млрд. м^3/год. Достижение данных показателей по производительности обеспечивается в том числе продолжающейся реализацией Проекта будущего расширения/Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД) и введением в эксплуатацию соответствующих объектов.

Тенгизское месторождение представляет собой карбонатную постройку, стратиграфически приуроченную к раннему и среднему карбону. На рассматриваемом месторождении выделены 3 объекта разработки: I объект – от кровли залежи до непроницаемых туффитовых отложений (вулканика, распространенного в пределах платформенной части); II объект – под вулкаником до кровли девонских отложений; III объект – девонские отложения, нижняя граница которых неизвестна. Согласно действующему в настоящее время варианту разработки (согласно утвержденной в 2013 г. Уточненной технологической схемы месторождения Тенгиз), предусматривается выделение одного объекта разработки, включающего три стратиграфических объекта нефтяной залежи. Для вовлечения в активную разработку нижневизейско-турнейских отложений (под вулкаником) на платформенной зоне, характеризующихся низкопродуктивными коллекторами порового типа и находящихся в режиме «пассивной» разработки при однообъектном варианте разработки месторождения, они условно выделены во II объект разработки.

Система внутрипромыслового сбора месторождения Тенгиз предназначена для сбора продукции всех скважин, индивидуального замера дебитов продукции каждой скважины и промыслового транспорта всей добываемой продукции в производственный комплекс по подготовке добываемой продукции до товарного качества, состоящий из 3-х заводов – Тенгизский НГПЗ (КТЛ), Заводы второго и третьего поколения (ЗВП и ЗТП) и вспомогательных объектов. При полной проектной мощности общий уровень добычи и переработки по месторождению составит порядка 40 млн. тонн в год.

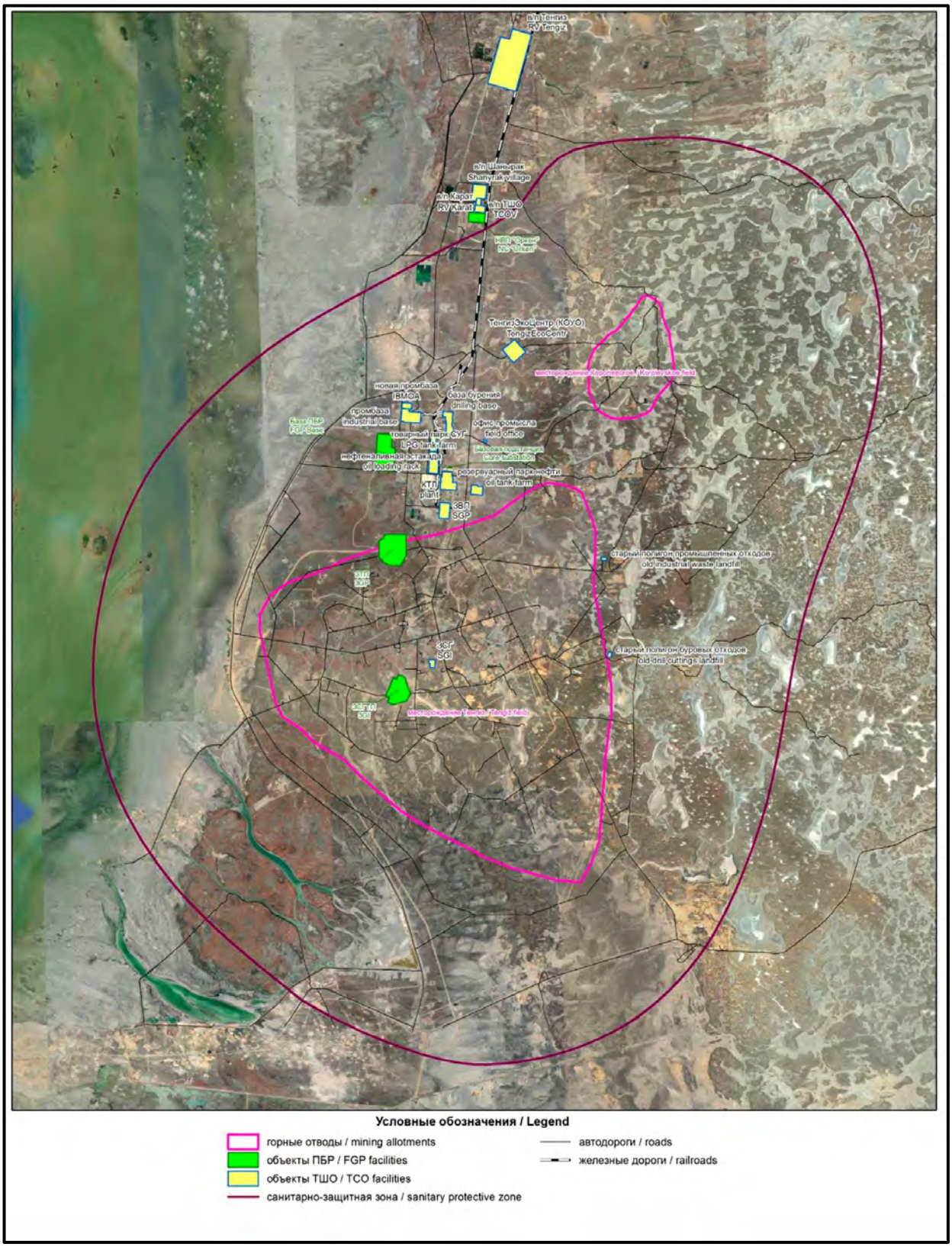


Рисунок 1.2. Карта-схема расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл»

1.3. СУЩЕСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА СБОРА, ТРАНСПОРТА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ

В настоящее время объекты ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области условно разделены на следующие основные группы:

I. Системы сбора промысловой продукции:
   - базовая система сбора промысла (БССП);
   - система сбора нового поколения (ССНП);
   - система сбора третьего поколения (ССТП);
   - система повышения давления (СПД);
   - манифольд сбалансированной подачи сырья.

II. Объекты основного производства (подготовка нефти и газа, закачка сырого газа и сточных вод в продуктивный пласт, производство товарной серы):
   - комплексные технологические линии (КТЛ (1/2/2.3));
   - завод второго поколения (ЗВП);
   - завод третьего поколения (ЗТП);
   - закачка сырого газа (ЗСГ);
   - закачка сырого газа третьего поколения (ЗСГТП);
   - установка закачки сточных вод (УЗСВ);
   - установка 600 (производство товарной серы).

III. Объекты вспомогательного производства, сервиса и жизнеобеспечения:
   - Тенгиз эко центр (ТЭЦ);
   - участок переработки бурового шлама на установке термомеханической
   - канализационно-очистные сооружения (КОС);
   - система повторного использования воды (СПИВ);
   - системы технической, технологической воды и противопожарного водоснабжения;
   - система питьевой воды на хоз-бытовые нужды;
   - товарный парк СУГ;
   - резервуарный парк нефти (РПН);
   - экспортный трубопровод;
   - старая и новая котельные;
   - газотурбинные электростанции;
   - промышленная база;
   - база ПБР;
   - пожарно-аварийная служба;
   - вахтовые посёлки;
   - аэродром “Тенгиз”;
   - объекты городов Атырау и Кульсары.

IV. Объекты подрядных организаций:
   - вахтовые посёлки;
   - база бурения.

1.3.1. Промысел. Добыча нефти

Месторождение нефти Тенгиз расположено к югу от существующего завода КТЛ. Разработка месторождения осуществляется фонтанным способом. Нефтяные скважины оснащены забойными и устьевыми отсекателями, обеспечивающими автоматическое прекращение фонтанирования при нарушении герметичности устьевого оборудования и нефтепроводов.

Промысловая система сбора представляет собой комплекс, включающий нефтедобывающие скважины, выкидные нефтепроводы от скважин, групповые замерные установки, нефтегазосборные трубопроводы, нефтесборные коллекторы, центральный промысловый манифольд. Управление промыслом сосредоточено в объединенном центре управления производством (ОЦУП).

Продукция нефтяных скважин под давлением по выкидным трубопроводам направляется на групповые замерные установки (ГЗУ), где осуществляется поочередный автоматический замер дебита скважин по нефти и далее по нефтегазосборным трубопроводам через центральный промысловый манифольд и далее по трубопроводу на слаг-кэтчер, находящийся на территории ГПЗ.

Королевское месторождение расположено в непосредственной близости от месторождения Тенгиз и является его близким аналогом, но имеется ряд отличий, которые существенно влияют на технологию его разработки.

Сбор и транспорт нефти осуществляется по напорной герметизированной схеме: продукция скважин под устьевым давлением по выкидным трубопроводам направляется на площадку манифольда, где расположены замерная установка, узлы запуска и приема скребков, факельное хозяйство, блок подачи реагентов. После прохождения замера продукция скважин по трубопроводу поступает на КТЛ/ЗВП/ПБР.

Чтобы загрузить завод ПБР во время пуска и обеспечить полную загрузку продукцией существующие производственные мощности КТЛ и ЗСГ/ЗВП, предполагается пробурить достаточное количество добывающих скважин до запуска ПБР. После запуска ПБР буровые работы будут продолжаться, поддерживая полную загрузку всех заводов.

Для обслуживания буровых работ имеется база бурения, которая оснащена помещениями для обслуживающего персонала, автопарка. Для обслуживания и управления промыслом недалеко от Тенгизского и Королевского месторождений построен офис промысла с бытовыми помещениями.

Принципиальная блок-схема объектов ТШО представлена на рисунке 1.3.

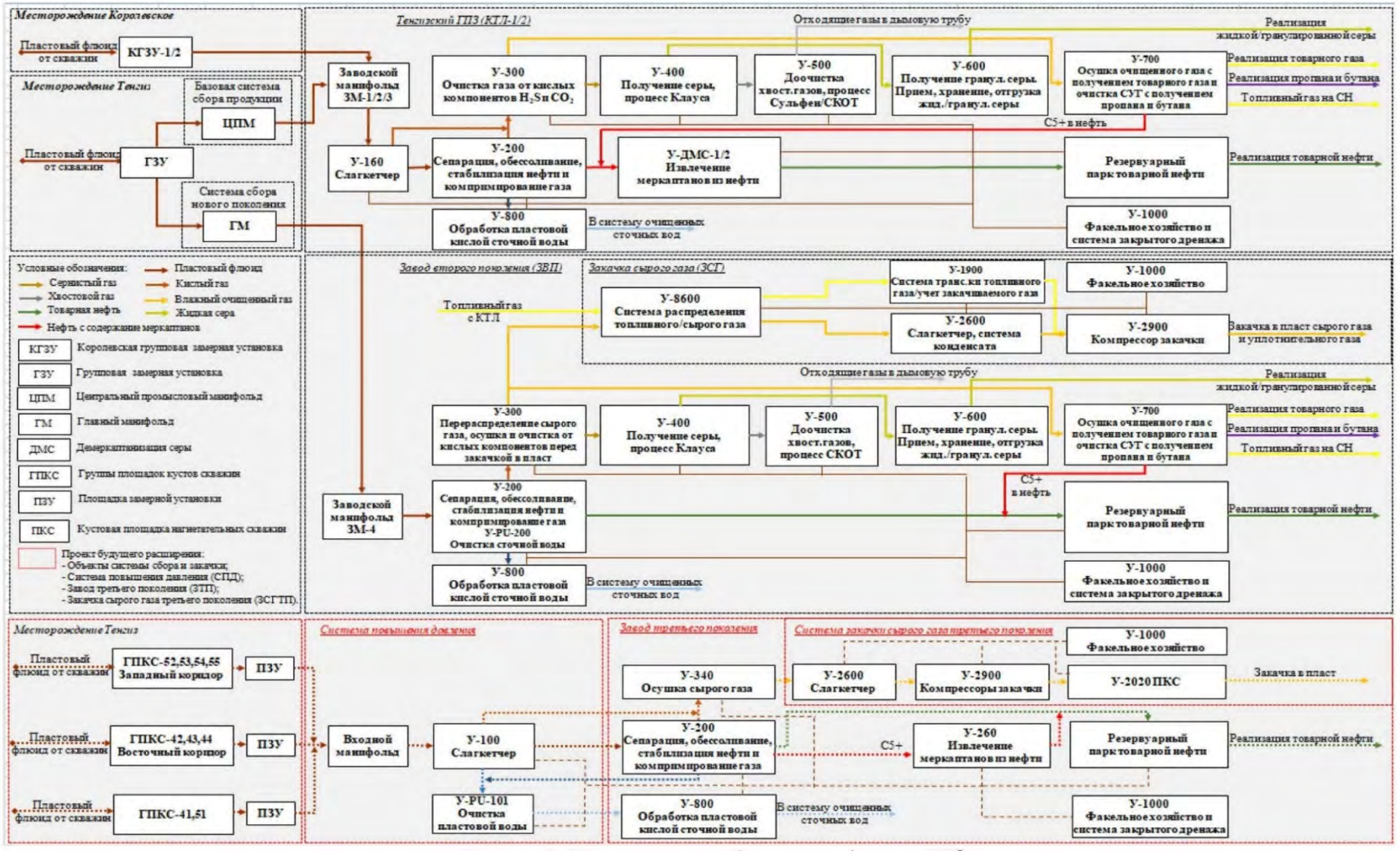


Рисунок 1.3. Принципиальная блок-схема объектов ТШО

1.3.2. Газоперерабатывающий завод (КТЛ)

Технологический комплекс центрального пункта сбора (ЦПС), включающий КТЛ-1 и КТЛ-2, обеспечивает работу производств по полной технологической схеме: подготовку нефти, очистку и переработку газа, и получение серы. В настоящее время сырье с промысла проходит очистку и подготовку на 3-х технологических линиях КТЛ-1 и КТЛ-2 (4 нитки) и КТЛ-2.3 (5-я нитка).

Технологическая схема подготовки нефти и газа КТЛ-1, КТЛ-2 и КТЛ-2.3 (5-я нитка) аналогичны. В каждую технологическую линию входит набор следующих установок:

1) Установки 160/200 – подготовка нефти, состоящая из двух технологических линий.

Исходная смесь с промысла, содержащая газ, нефть и воду, проходит процесс обессоливания и стабилизации. Подготовка нефти осуществляется на установках 160, 200, включающая сепарацию газа, нефти, обессоливание сырой нефти, компримирование газов стабилизации и сепарации нефти, стабилизацию компрессата. Нефть из сепаратора низкого давления подается насосами на обессоливающие установки. Процесс обессоливания осуществляется в двух работающих параллельно электростатических обессоливающих установках.

Стабилизация нефти осуществляется после обессоливания с помощью дистилляции и удаления H_2S, метил и этилмеркаптанов.

Стабилизированная товарная нефть собирается в резервуарный парк нефти ГПЗ. Из резервуарного парка нефть транспортируется по трубопроводу КТК, и часть - на нефтеналивные эстакады, откуда так же транспортируется железнодорожными цистернами потребителям.

Продукцией установки 200 также является серосодержащий попутный нефтяной газ среднего и высокого давления, поступающий на очистку от серосодержащих компонентов на установку 300.

2) Установка 300 – очистка газа от сероводорода и углекислоты раствором диэтаноламина (ДЭА). Отсепарированный газ поступает на установку 300 для очистки от H_2S и CO_2. Используемый химический абсорбент – водный раствор ДЭА. Процесс очистки основан на реакции слабой щелочи (алканоламин) со слабой кислотой (H_2S) или CO_2 с получением водорастворимой соли. Насыщенный ДЭА регенерируется, регенерированный раствор фильтруется. В процессе регенерации раствора диэтаноламина образуется так же очищенный газ НД, который подается на установку 500 и используется как топливо в печах С-502.

3) Установка 400 – получение серы (Клаус-процесс).

На установке 400 сероводородный газ превращается в элементарную серу. Установка 400 состоит из камеры сжигания Клауса, реакторов Клауса, систем регенерирования пара, системы сбора и транспорта жидкой серы.

Перед подачей в реактор Клауса поток кислого газа от установки 300 и газа рециркуляции процесса SCOT смешивается с воздухом и подаётся в камеру горения, где происходят химические реакции превращения серы. Охлаждённый в теплообменнике технологический газ пропускается через реакторы, где соединения серы превращаются в элементарную серу. При каждом охлаждении технологического газа серный туман конденсируется на коалесцирующих пластинах. На каталитической стадии используются катализаторы на основе окиси алюминия.

Жидкая сера собирается из нескольких ёмкостей в буферный резервуар – сборник серы, откуда её перекачивают в четыре ёмкости дегазации серы.

4) Установка 500 (доочистка хвостовых газов).

Установка 500 предназначена для доочистки хвостового газа из поступающего от установки 400 от реакторов и уменьшения содержания H_2S в нем до расчетной величины перед термическим дожигом в печи и рассеиванием дымовых газов через дымовую трубу.

Доочистка хвостовых газов осуществляется на установке 500: по методу Сульфрен-процесс на КТЛ-1 и СКОТ-процесс на КТЛ-2, обеспечивающие общую проектную степень извлечения серы более 99% соответственно. Сульфрен-процесс осуществляется с использованием трехступенчатых реакторов, работающих по принципу – два реактора параллельно работают в режиме адсорбции, третий – находится на регенерации.

На принципах процесса СКОТ основывается превращение всех серосодержащих примесей в сероводород методом гидрирования и последующая абсорбция сероводорода специальным селективным абсорбентом «Флексорб». Реакция гидрогенизации происходит в реакторе гидрогенизации с неподвижным слоем катализатора.

5) Установка 600 (хранение и отгрузка жидкой и твердой серы).

В настоящее время извлекаемая сера поступает с Комплексных технологических линий ГПЗ на установку 600 через промежуточные ёмкости. Из ёмкостей насосами жидкая сера перекачивается на установку грануляции серы, часть жидкой серы наливается в железнодорожные цистерны, а часть серы, не отвечающая техническим условиям (грануляции и транспортирования), и сера, отвечающая техническим условиям, но превышающая требования сбыта, направляется на площадку хранения серы.

6) Установка 700 (переработка очищенного углеводородного газа).

На установке 700 производится сепарация и обработка обессеренного газа, поступающего от установки 300, для получения товарного газа и жидких продуктов пропановой и бутановой фракций, удовлетворяющих требованиям технических условий. Полученная этан- метановая смесь, смешиваясь с потоком газа с блока охлаждения 700 поступает в газопровод товарного газа. Часть этого потока так же используется в качестве топливного газа на собственные нужды производства.

7) Установки 800 (переработка кислой воды).

Подготовка пластовой воды осуществляется на установке 800. Вода, отделенная от нефти во входных сепараторах и электрогидраторах, очищается от нефти и сероводорода на установке 800.

8) Установка 900 (получение энергосредств).

9) Установка 1000 (Факельное хозяйство и система закрытого дренажа).

Факельное хозяйство включает в себя две факельные системы, каждая из которых имеет коллектор низкого давления и коллектор высокого давления.

10) Установка ДМК (демеркаптанизация товарной нефти).

Дополнительно на 2-х установках ДМК происходит демеркаптанизация товарной нефти.

11) Цех грануляции серы.

Для переработки жидкой серы в твердую серу в форме гранул, соответствующую мировым стандартам и пригодную для хранения на открытых площадях и экспорта железнодорожным транспортом на участке КТЛ для хранения серы У-600 предусмотрены сооружения по грануляции серы.

Полученная на установках извлечения серы 400 и 500 жидкая сера при температуре 125-140 ºС после дегазации направляется в резервуары временного хранения. Из

резервуаров, по мере необходимости, жидкая сера поступает в буферный резервуар, после которого подается на установку грануляции ENERSUL GX^{tm}.

Процесс получения гранул серы заключается в ступенчатом увеличении размеров частиц, удобной для отгрузки, транспортировки и перевозки Послойное приготовление гранул из расплавленной серы, обеспечивает процесс формирования гранул сферической формы, без пустот.

На рис. 1.4 представлена принципиальная блок-схема КТЛ.



Рисунок 1.4. Принципиальная блок-схема КТЛ

12) Завод по производству гранулированной серы.

В 2021 году была введена в эксплуатацию мобильная установка грануляции серы производства компании «Enersul». Мобильная установка состоит из 3-х грануляторов и вспомогательного оборудования. Грануляция серы проводиться по технологии GX. Максимальная производительность установки GXm3™ – 500 тонн в сутки.

13) Установка закачки сточных вод (УЗСВ).

Установка закачки сточных вод производит сбор со станции обработки сточных вод на КТЛ-1, КТЛ-2, ЗВП и канализационной системы КЗ.

Стоки подаются на сооружение сбора «Белый Слон». Смешанные потоки направляются к резервуару Т-016 для отстаивания, который выполняет функцию «промывочного» резервуара. Резервуар Т-016 оснащен гидрозатвором, через который вода направляется к резервуару Т-019, где происходит конечное осаждение твердых частиц. Резервуары имеют номин. объем 3800 м^3 и 3000 м^3 соответственно и могут работать в одиночном режиме.

Резервуары оборудованы плавающими нефтеловушками для отвода нефтяной плёнки, уровнемерами, дыхательными клапанами и вентиляционными трубами оснащенными пламегасителями. Собранная нефтяная плёнка отводится в резервуар уловленной нефти, откуда погружается в вакуумные автоцистерны и возвращается в Резервуарный Парк Нефти.

В состав КТЛ входят установки/блоки которые относятся к вспомогательным объектам основного производства.

- Установка 5600 (компрессор топливного газа ВД).
- Установки 940,960,970 (производство азота).
- Установка 980 (система градирни).
- Установка 033 (нейтрализация щелочи).

Кроме этого, в состав объектов ЦПС ГПЗ входят:

- склады хранения готовой продукции (товарный парк №1 – для пропана, бутана и резервуарный парк нефти с нефтенасосной станцией);

- нефтеналивные эстакады;
- склады хранения вспомогательных материалов, реагентов. Используется прирельсовый склад реагентов, оборудованный емкостями для хранения диэтаноламина, приготовления растворов, хранения свежего и отработанного масла;
- объекты административно-бытового назначения;
- сети и сооружения электроснабжения;
- объекты ремонта оборудования;
- станция пожарно-аварийной службы;
- газоспасательная станция;
- сети и сооружения водоснабжения и канализации, в т.ч. очистные сооружения для очистки производственных сточных вод;
- азотно-кислородная станция со складом азота - для обеспечения потребности КТЛ 1, 2 и 5-ой нитки в сжатом воздухе и азоте;
- воздушная компрессорная;
- котельная, предназначенная для обеспечения теплом технологических процессов и производственных зданий;
- котельная, обеспечивающая паром технологические процессы;
- газотурбинная электростанция, предназначенная для выработки электроэнергии для нужд всех участков ТШО;
- укрытия на местах от выбросов сероводорода УНМ – 7530 и УНМ – 7509, 75015, 7518, 7531.

14) Химреагентное хозяйство (ХРХ)

Химреагентное хозяйство (ХРХ) входит в состав КТЛ и территориально расположено с южной стороны завода. Склад ХРХ предназначен для приема, хранения и отгрузки:

- Щелочи;
- Диэтаноламина;
- Метанола;
- Временного сбора, хранения и отгрузки отработанного масла.

ХРХ был введен в эксплуатацию в 1986 году.

1.3.3. Завод второго поколения (ЗВП) и закачка сырого газа (ЗСГ)

Завод второго поколения

Принципиальная схема переработки нефти и газа и состав используемого оборудования на Заводе Второго Поколения (ЗВП) в основном аналогичны действующему производству. Отличие состоит в том, что на ЗВП часть сырого газа направляется на установки по закачке сырого газа в пласт для поддержания пластового давления на месторождении. Технологическая схема ЗВП учитывает весь опыт отработки технологии, функционирующей на ГПЗ, и является более совершенной.

Площадка размещения ЗВП выбрана южнее центральной промзоны Тенгизского месторождения, где расположен ГПЗ. Размещение ЗВП вблизи центральной промзоны обосновано необходимостью совместного пользования общей инфраструктуры и людских ресурсов в силу его минимальной взаимосвязи с действующими объектами и проектируемыми инженерными коммуникациями месторождения.

Завод по переработке нефти и газа состоит из следующих объектов:

- Установка 200 (Сепарация на входе, обессоливание сырой нефти, стабилизация сырой нефти, сжатие газа, стабилизация конденсата);
- Установка 300 (Очистка газообразных аминов, регенерация аминов, обезвоживание сырого газа);
- Установка 400 (Производство серы);
- Установка 500 (доочистка хвостовых газов);
- Установка 700 (Обезвоживание обессеренного газа, компримирование, сухой или товарный газ, фракционирование СУГ, гидролиз COS СУГ, обессеривание СУГ и извлечение меркаптана, обезвоживание пропана, охлаждение пропана);
- Установка 800 (Очистка кислой воды);
- Установка 1000 (Факельная система).

В состав ЗВП также входят установки/блоки, которые относятся к ***вспомогательным объектам основного производства.***

- Установка 9100 (водоочистка);
- Установка 9200 (Производство воздуха, азота, топливного газа и противопожарная защита);
- Установка 9300 (очистка сточных вод);
- Установка 9400 (Выработка электроэнергии);
- Установка 9900 (система химических реагентов).

Подготовка нефти в соответствии с требованиями к товарному продукту предусматривается на У-200 методом двухступенчатого обессоливания с использованием в качестве промывочной воды деминерализованной воды.

Стабилизация нефти осуществляется после обессоливания с помощью дистилляции и удаления H_2S, метил и этилмеркаптанов.

Смешанный поток газа разделяется на два потока, один поток охлаждается и направляется в контактор аминов высокого давления и далее на обессеривание и фракционирование СУГ, а второй поток направляется на обезвоживание и далее на ЗСГ – Этап-2.

Стабилизированная товарная нефть собирается в резервуарный парк ГПЗ или направляется в трубопровод КТК.

На рис. 1.5 представлена принципиальная блок-схема ЗВП.

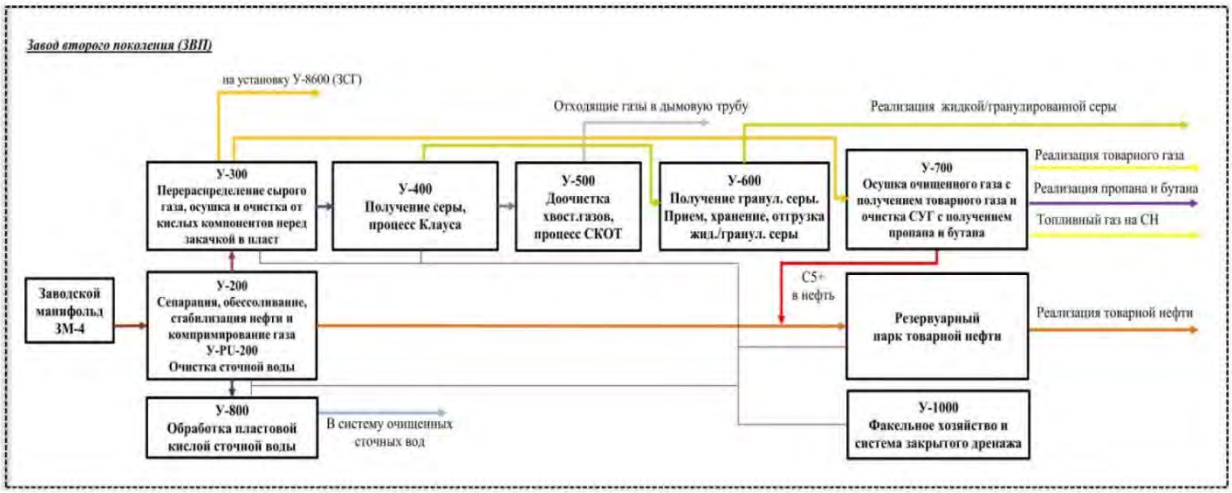


Рисунок 1.5. Принципиальная блок-схема ЗВП

Закачка сырого газа (ЗСГ)

Установка закачки сырого газа (ЗСГ) предназначена для закачки сырого газа в нагнетательные скважины, расположенные на платформе нефтеносного пласта на Тенгизе.

Закачка сырого газа приводит к повышению нефтеотдачи Тенгизского месторождения. Это также снижает нагрузку на завод ЗВП, так как уменьшает объёмы сырого газа, предназначенного для очистки и переработки, получаемые на установки сепарации нефти, также приводит снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет резкого снижения объемом сжигания углеводородных газов на факелах и снижения объемов производства серы.

Технологический комплекс закачки сырого газа (ЗСГ) состоит из четырех основных участков:

- объекты, расположенные на компрессорной площадке;
- вспомогательные установки;
- объекты, находящиеся на месторождении (скважины и обслуживающие их системы);
- инфраструктура.

Объекты ЗСГ в настоящее время рассчитаны на закачку 241000 нм^3/ч (204 млн. норм. куб. футов в сутки) сырого газа.

ЗСГ включает следующие установки:

- установка 8600 – система подачи сырого газа с ЗВП;
- установка 1900 – система приема топливного газа и учета закачиваемого газа;
- установка 2600 – слагкетчер (оборудование для отвода жидкости на входе основной технологической нитки компрессора закачки), система конденсата;
- установка 2900 – нитка компрессора на закачку, включающая 3-х ступенчатый компрессор с турбинным приводом, промежуточные каплеотбойные сепараторы и теплообменники воздушного охлаждения, систему компрессора уплотнительного газа, и блок подготовки топливного газа;
- установка 9100 – система снабжения деминерализованной и технической водой;
- установка 9200 – другие вспомогательные системы – противопожарной защиты, технического воздуха/ воздуха КИ, азота, топливного газа, системы обогрева смесью этиленгликоля и воды;
- установка 1000 – факельная система, закрытая дренажная система и система сбора смазочных материалов;
- установка 5700 – нагнетательные трубопроводы высокого давления;
- установка 2000 – нагнетательные скважины на месторождении;
- установка 2100 – наблюдения / испытания.

На рис. 1.6 представлена принципиальная блок-схема ЗСГ.

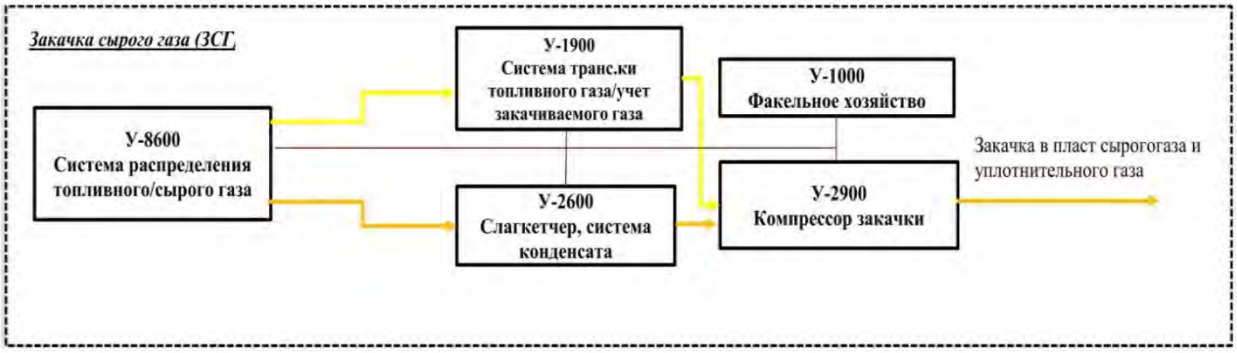


Рисунок 1.6. Принципиальная блок-схема ЗСГ

1.3.4. Проект будущего расширения (ПБР)

Проект будущего расширения (ПБР) был запланирован как следующий существенный шаг расширения производственных мощностей ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО).

В рамках реализации проекта ПБР планировалось проектирование и строительство новых комплексов - Завода Третьего Поколения (ЗТП), Проекта Управления Устьевого Давления (ПУУД) с Системой Повышения Давления (СПД), Закачки Сырого Газа Третьего Поколения (ЗСГТП), Основной Подстанции - со вспомогательными инженерными системами жизнеобеспечения для ведения технологических процессов, а также с системами трубопроводов для сбора, подготовки и транспортирования углеводородов, воды и газа. Кроме того, предусмотрены вне объектные сооружения, предназначенные для обеспечения строительства, ввода в эксплуатацию производственных комплексов ПБР.

В рамках объема работ и реализации ПБР приняты следующие технологические решения:

Система сбора ПБР.

Система нефтесбора включает следующие объекты:

- группы площадок кустов скважин с замерными установками - 9 групп;
- площадки газонагнетательных скважин - 5 площадок;
- существующие объекты системы сбора, подлежащие реконструкции и модернизации (замерные установки, устьевое оборудование, магистральные и промысловые трубопроводы, манифольды);

Система повышения давления (СПД).

Предназначена для компенсации падения пластового давления и поддержания существующих производственных мощностей ЗВП/ЗСГ и КТЛ.

Технологические сооружения завода 3-го поколения (ЗТП).

Мощность технологического оборудования ЗТП составляет 33420 т/сутки стабилизированной нефти и 1072 тыс. нм^3/ч осушенного газа для обратной закачки газа в пласт. В состав планируемых технологических сооружений ЗТП входит следующее:

- установка У-200 - установка стабилизации нефти и компримирования влажного сырого газа (основное производство), включающая в себя одну ступень сепарации нефти, газа и воды, систему обессоливания нефти, две ступени компримирования влажного сырого газа, систему стабилизации нефти, колонну отделения бензиновой фракции. Также в состав установки 200 входит резервуар хранения некондиционной нефти;
- установка У-260 - установка очистки от меркаптанов (основное производство), представляет собой набор технологического оборудования для извлечения

сероводорода и меркаптанов из бензиновой фракции (нафты), очистки от меркаптанов и регенерации щелочи и термоокислитель отработанного воздуха;

- установка У-340 - установка осушки сырого газа (основное производство) осушка сырого газа ВД молекулярными ситами, включая регенерацию адсорбента, для экспорта осушенного газа на объекты обратной закачки;
- пропановая холодильная установка (У-740) (основное производство);

Вспомогательные системы инженерного обеспечения:

- система охлаждения компрессора (У-9200) (вспомогательное производство);
- установка У-800 - установка очистки кислой воды (вспомогательное производство);
- факельная система и система закрытого дренажа (У-1000) (вспомогательное производство);
- хранение и замер товарной нефти (У-3200) (вспомогательное производство).

На рис. 1.7 представлена принципиальная блок-схема ЗТП.

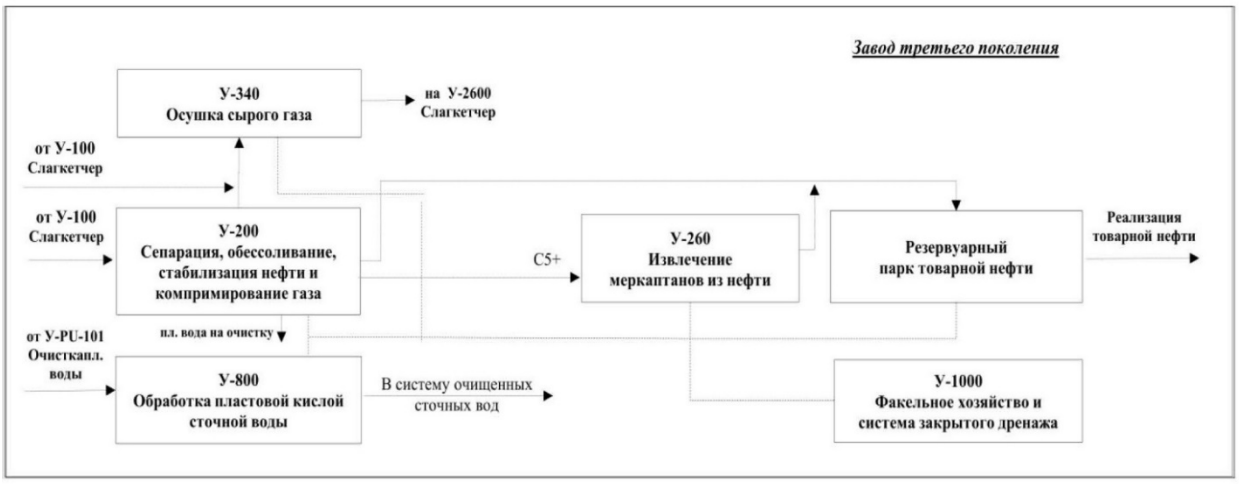


Рисунок 1.7. Принципиальная блок-схема ЗТП

Закачка сырого газа третьего поколения (ЗСГТП)

Предназначена для компримирования сырого газа с ЗТП для обратной закачки в пласт месторождения и обеспечивается при максимальном газовом факторе на этапе освоения месторождения двумя нитками компрессоров, работающими параллельно, общей производительностью 960 млн. ст. куб. футов в сутки (1072 тыс. нм^3/час).

Объекты ЗСГТП по технологии делятся на установки:

- установка приема осушенного газа и камеры приёма скребков (У-2600);
- нагнетательные компрессоры и компрессоры уплотнительного газа (У-2900);
- площадки кустов скважин нагнетания (У-2020/2027);
- трубопроводы нагнетания и камеры приёма скребков (У-2200);
- факел и закрытая дренажная система УВ (У-1000);
- систем топливного газа, охлаждения, азота, воздуха, воды и пожарной воды (У-9200);
- обработка сточных вод (У-9300);
- система сбора отработанного масла.

На рис. 1.8 представлена принципиальная блок-схема ЗСГТП.

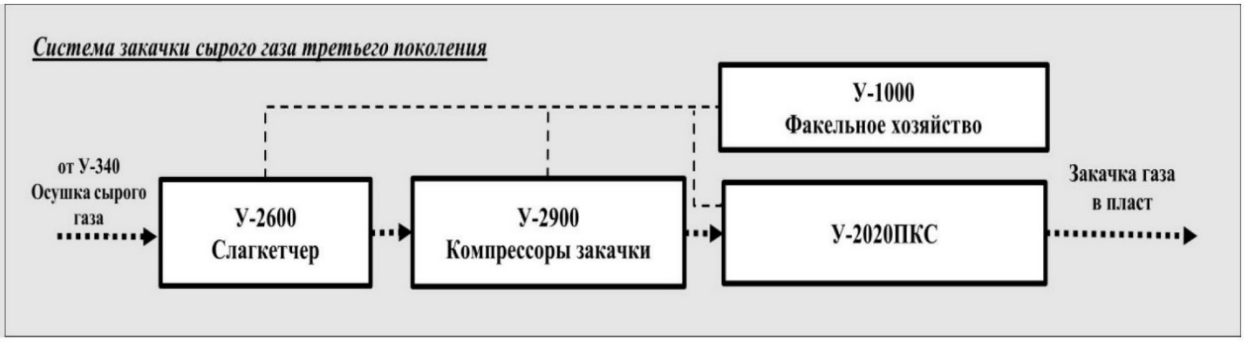


Рисунок 1.8. Принципиальная блок-схема ЗСГТП

Для проекта ПБР предусматривается расширение и модернизация существующей инфраструктуры Тенгиза, включающей автодороги, железнодорожные пути, вахтовые поселки, офисы, ремонтные цеха, информационный центр, склады и площадки складирования. К временным строительным объектам относятся строительные офисы, объекты энергоснабжения по временной схеме и укрытия на месте (УНМ).

Участок управления строительством (База ПБР) предназначенная для размещения объектов управления строительством и представляет собой централизованную базу, расположенную за пределами эксплуатационно-промышленной зоны.

Данная база будет являться основным местонахождением руководства проекта ПБР, офисов подрядчиков, и основных складских сооружений для хранения материалов по проекту ПБР.

Территория площадки База ПБР делится по функциональному назначению на следующие участки:

- Участок A Главный участок ТШО / Группы управления проектов / Участки инженерных коммуникаций и вспомогательных сетей;
- Участок B Склад материалов и участок складирования;
- Участок C Бетонный завод;
- Участок D Участки главных Подрядчиков;
- Участок E База ПБР;
- Участок F Участок приемки и хранения инертных материалов;
- Участок G Участок складирования материалов;
- Участок H Будущее расширение.

Территория базы ПБР используется в качестве центра для приема и складирования материалов, расположения главных офисов для персонала и объектов подрядчика по строительству, растормаживания грузов, вспомогательных цехов, бетонного завода и др. На территории базы ПБР планируется размещение столовой (приём пищи), санузлов, пунктов первой помощи и аварийных служб.

Здание Объединенного Центра Управления Производством (ОЦУП)

Для непрерывного и неуклонного повышения технико-экономической эффективности процессов добычи, подготовки, транспортировки и надежности экспортных поставок нефти и газа, при повышенной безопасности проектом предусмотрено создание объединенного центра управления производством (ОЦУП). ОЦУП предусматривает управление технологическими процессами, как вновь проектируемых объектов ПБР/ПУУД, так и существующих объектов ТШО.

1.3.5. Промышленная база ТШО

Территория Промбазы расположена в 2,7 км на север от газоперерабатывающего завода (ГПЗ) и относится к вспомогательному производству нефтегазодобывающего и газоперерабатывающего предприятия ТОО «Тенгизшевройл».

Рациональный подход к сервисному обеспечению нефтегазодобычи: бурению, производственному и дорожному строительству, материально-техническому обеспечению, энерго-, тепло- и водоснабжению, транспортному обслуживанию и так далее, является одним из основных факторов повышения экономической эффективности предприятия.

В настоящее время к Промышленной базе относятся объекты различного назначения:

Существующая площадка Промбазы. На существующей площадке Промбазы расположены: котельная для обеспечения теплом в зимний период и горячим водоснабжением нужд промбазы и установка очистки технической воды «Каллиган» – для получения питьевой воды для нужд объектов Промбазы и объектов заводской зоны; резервуары технической воды и очищенной питьевой воды; склады отдела материалов на ВПБ, склад АХС, склады для хранения продуктов питания, оборудования, строительных конструкций, проектные склады № 1-3 и др. склады; автотранспортный цех для технического обслуживания и ремонта всего автотранспорта ТШО, как легкого, так и грузового с моечной установкой; административное здание, ремонтная мастерская ж/д отдела, цех такелажной оснастки.

Участок эксплуатации и технического обслуживания. УЭТО является многофункциональным развитием инфраструктуры ТШО, находящийся за пределом рабочей производственной зоны (ПТЗ) Компании. Главным определяющим фактором проекта является безопасность – уменьшение количества персонала в ПТЗ и воздействия на них потенциального риска при выбросе токсичных газов.

На участке эксплуатации и технического обслуживания (УЭТО) новой промышленной базы ТШО размещены: служебно-бытовой корпус (СБК), офисы, комплексная объединённая лаборатория и её склад, здание ремонтной мастерской и инженерных сетей, столовая, здание архива и котельная.

В комплексной лаборатории будут выполняться следующие виды анализов: серы; амина и щелочи; технологической воды; хроматографических анализов воды; нефти и нефтепродуктов; спектральные анализы воды; атомно-абсорбционной спектоскопии; анализов газа; коррозии; анализов питьевой воды.

Объекты, относящиеся к Промышленной базе. Рядом с существующей площадкой Промбазы расположены: предприятие которое занимается сборкой и монтажом электрооборудования, установок, панелей; подрядная компания «Хемимонтаж», на территории которой расположены офисы, склады, производственные корпуса и асфальтовый завод; промбаза №3 ТОО «НСС».

На расстоянии 600 м от существующей площадки Промбазы на территории Базы бурения расположен Консолидированный сервисный центр, который является базой материального ремонтно-комплектовочного обеспечения исследовательских, мониторинговых, буровых, каротажных, пусконаладочных работ на нефтепромысле, в состав которого входят: офисы; ремонтно-комплектовочный цех; цех хранения и приготовления цементных смесей и реагентов; центральный склад хранения источников ионизирующего излучения; центральный склад хранения взрывчатых веществ; центральный склад хранения соляной кислоты.

Территория нефтеналивной эстакады располагается на севере от границы месторождения Тенгиз в 1,5 км северо-западнее от ГПЗ. Основные технологические процессы

функциональной деятельности нефтеналивной эстакады – прием, хранение и налив нефти в железнодорожные цистерны для отправки потребителям. Дополнительные рукава для отгрузки и приема нефти предусмотрены на существующих площадках CRL1 (ННЭ-1) и CRL2 (ННЭ-2). Для операторов предусмотрены новые бытовые помещения с душевыми, туалетом, раздевалкой и офисными помещениями.

Для транспортирования товарной нефти по железной дороге предусмотрены нефтеналивная эстакада; станция Тенгиз; Локомотивное депо; Разъезды; РИП Сера.

На территории Тенгиз Эко Центра (ТЭЦ) находятся полигон ТБО и расположен административно-бытовой корпус, в котором предусмотрены: помещения для офисов, операторная, гардеробная, столовая, душевые помещения, санузлы и помещение для размещения оборудования для очистки воды.

Очистные сооружения КТЛ и ЗВП

Канализационные очистные сооружения КТЛ и ЗВП предназначены для очистки промливневых стоков. Бытовые стоки канализационной системы К1 с административного и заводского сектора откачиваются на Промбазу, с которой перекачиваются на новые канализационно-очистные сооружения (КОС), где стоки очищаются, после чего часть воды направляется на объект ПИВ (повторного использования воды), а часть сбрасывается на поля испарения.

Промливневые стоки с заводов и прилегающих к ним объектов по канализационной сети К-3 поступают в резервуары-накопители, где происходит усреднение стоков и перекачивание их на ОС. Очищенная вода, прошедшая все процессы очистки (флокуляция, коагуляция, флотация) аккумулируется в резервуаре, откуда погружными насосами откачивается на объект «Белый слон» для дальнейшей закачки в подземные горизонты. При производственной необходимости и в случае проведения ремонтно-профилактических работ, на объекте «Белый слон», а также на полигоне закачки сточных вод, предусматривается периодический сброс очищенных производственных сточных вод на поля испарения КТЛ. Образовавшийся в результате очистки сточной воды осадок после системы обезвоживания шлама транспортируется на полигон захоронения промышленных отходов и частично передается сторонней организации по договору.

На ЗВП канализационная система промливневых сточных вод служит для отведения производственных сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, механическими примесями, растворенными солями, растворами реагентов ДЭА, метанолом, а также для сбора и отведения дождевых, талых и пожарных вод с технологических площадок на установку очистки сточных вод ЗВП для очистки и дальнейшей закачки в подземные горизонты, а при производственной необходимости отводятся на поля испарения ЗВП;

Также, канализация пластовых вод, которая служит для отведения вод с установки 200 после обессоливания (промывки) нефти совместно с пластовой водой с подачей их для очистки на установку 800 и с дальнейшей закачкой в подземные горизонты

1.3.6. Вахтовый поселок Тенгиз

Вахтовый поселок Тенгиз – является крупным вспомогательным объектом, расположенным в северном направлении от объектов ТШО и предназначенным для временного проживания работников подрядных организаций.

На территории вахтового поселка предусматривается временное проживание и питание рабочего персонала подрядных организаций, занятых при строительстве, реконструкции и ремонте на объектах ТШО.

На территории поселка расположены и функционируют в основном подрядные организации, которые имеют административные и жилые корпуса, столовые, прачечные, котельные, автопарки, здравпункты.

Для приготовления питьевой воды для вахтового поселка Тенгиз имеются две водоочистные установки.

1.3.7. Поселок ТШО

Поселок Тенгизшевройл (ПТШО) построен в 1986 году, в качестве объекта размещения персонала, задействованного на строительстве Завода ГПЗ. Для соответствия требованиям по размещению персонала для осуществления капремонта, были переоборудованы жилые блоки для обеспечения спальных комнат.

В посёлке ТШО предусматривается временное проживание и питание рабочего персонала, занятых на строительных работах и эксплуатации объектов ТШО. Также на территории посёлка ТШО расположены: офисные здания и новый учебный центр.

На территории поселка ТШО расположены административные здания, где работает часть сотрудников ТШО и жилые здания. Для обслуживания временно проживающих людей в поселке ТШО имеются: столовая с пекарней, больница, поликлиника, прачечная. Для обеспечения временно проживающих людей теплом в зимнее время года и горячей водой имеется котельная. Также, для отдыха временно проживающих на территории поселка ТШО имеются плавательный бассейн с сауной, спортивный зал, открытая спортивная площадка и теннисный корт.

Рядом с п. ТШО расположен аэродром для приема легких самолетов, также всех типов вертолётов, обеспечивающих связь с г. Атырау. Аэродром является собственностью Компании, и оказывают такие виды услуг, как перевозка пассажиров, багажа, груза и почты воздушным судном.

1.3.8. Поселок Шанырак

Поселок Шанырак построен в 2004 году в период строительства объектов ЗВП и рассчитан на проживание 6500 человек, который состоит из пяти модулей. Для размещения строителей объектов ПБР на территории посёлка Шанырак в 2018 г. дополнительно построен посёлок Бирлик на 4000 человек, с подключением к существующим сетям водопровода и канализации посёлка Шанырак.

В каждом модуле имеются жилые блоки и бытовой центр. В бытовом центре расположены: столовая, прачечная, магазин и тренажерный зал.

Также на территории поселка Шанырак расположены: офис администрации поселка, медицинский центр, бассейн с сауной, блок производственно-технического обслуживания поселка, пекарня, котельная.

Для обеспечения проживающих людей теплом в зимнее время года и горячей водой предусмотрена котельная. Горячее водоснабжение предусмотрено от водонагревателей, установленных в тепловом пункте каждого модуля.

За территорией поселка на расстоянии 200 м к западу расположен производственно-бытовой корпус очистных сооружений для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод от поселка.

1.3.9. Новый вахтовый поселок «Оркен»

Строительство нового вахтового поселка на 5000 человек предусмотрено для размещения персонала, задействованного в реализации Проекта будущего расширения.

Для обеспечения проживающих людей теплом в зимнее время года и горячей водой предусмотрена котельная. Горячее водоснабжение предусмотрено от водонагревателей, установленных в тепловом пункте каждого модуля.

1.3.10. Внешнезаводские объекты

Установка 600

Установка 600 это объект, назначением которого является хранение и отгрузка жидкой, комовой и гранулированной серы. В состав данной установки входят: участки хранения (резервуары, серные карты), установки грануляции серы (GX 1-5), установка переплавки серы, железнодорожная станция для отгрузки жидкой и гранулированной серы потребителям.

Установка закачки сточных вод (УЗСВ)

Основная задача установки состоит в том, чтобы собирать и отводить отработанную пластовую и производственную сточную воду, поступающую с объектов основного и вспомогательного производства. Установка ЗСВ включает в себя: систему трубопроводов, предназначенную для сбора и отведения сточной воды, участок резервуаров - Белый слон, насосную станцию, участок (насосная станция) нагнетания воды, блок дозирования биоцида.

Очистные сооружения (ОС)

Очистные сооружения ТШО предназначены для сбора хозяйственно-бытовых и промливневых стоков, а также для очистки промливневых сточных вод, поступающих с заводских объектов. Сбор стоков осуществляется посредством существующих канализационных систем – К1 и К3.

Установка 4720 – Канализационно-очистные сооружения (КОС)

Назначением установки 4720 является очистка хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих с объектов Тенгизского месторождения, а также отвод очищенной сточной воды на установку 4730 (Сооружения повторного использования воды) или сброс её поля испарения. Сбор хозяйственно-бытовых сточных вод осуществляется посредством канализационной системы – К1. Также, сточная вода на КОС доставляется вакуумными автоцистернами.

Установка 4730 – сооружение повторного использования воды (СПИВ)

Основным назначением установки 4730 является приём очищенной воды с установки 4720 для последующей ее доочистки до уровня деминерализованной воды, т.е. пригодной для использования в качестве питательной котловой воды.

Системы технической, технологической воды и противопожарного водоснабжения

Водоснабжение на предприятии осуществляется посредством двух параллельных систем: системы технической/технологической воды и системы пожарной воды.

Товарный парк СУГ

Товарный парк сжиженных углеводородных газов (СУГ) предназначен для хранения и экспорта готовой продукции, получаемых с установок 700 заводов КТЛ и ЗВП.

Резервуарный парк нефти (РПН)

Основным назначением резервуарного парка нефти является приём, хранение и экспорт стабилизированной нефти, поступающей с заводов КТЛ и ЗВП.

Экспортный трубопровод товарного газа

Экспортный трубопровод товарного газа (магистральный газопровод) предназначен для транспортировки готовой продукции заводов КТЛ и ЗВП потребителям.

Аэродром «Тенгиз»

Аэродром «Тенгиз» рассчитан на приём лёгких самолётов грузового и пассажирского классов, а также всех типов вертолётов. Аэродром является собственностью Компании, и оказывают такие виды услуг, как перевозка пассажиров, багажа, груза и почты воздушным судном. Расположен аэродром рядом с поселком ТШО.

1.4. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ В ПЛАСТОВЫХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ)

1.4.1. Свойства и состав пластовой нефти

Физико-химические свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 127 проб, отобранных из 59 скважин. В таблице 1.1 представлены средние параметры пластовой нефти по месторождению, утвержденные в Уточнённой Техсхеме, 2013 г. и результаты исследований проб пластовой нефти, отобранных из скважин, расположенных на участке ЗСГ в 2013-2019 гг.

Таблица 1.1 Месторождение Тенгиз. Физико-химические свойства пластовой нефти на 01.07.2019 г.

Наименование	Значения, принятые в УТС 2012 г.	Результаты исследований Зона ЗСГ, 2013-2019 гг.
Давление насыщения газом, МПа	25,32	26,05
Газосодержание ступенчатой сепарации, ст.м^3/т	509,00	886,09
Объемный коэффициент, д.ед.	1,964	3,378
Плотность пластовой нефти, кг/м^3	0,625	0,553
Вязкость пластовой нефти, мПа с	0,226	0,13
Плотность дегазированной нефти, кг/м^3	0,791	0,797

1.4.2. Компонентный состав нефтяного газа и пластовой нефти

Компонентные составы нефтяного газа, пластовой нефти, полученные в результате исследований глубинных проб нефти м. Тенгиз, представлены в таблицах 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 Месторождение Тенгиз. Усредненный компонентный состав газа однократного разгазирования

Компоненты	Среднее до начала закачки газа
Содержание компонентов, % мольн.	
Водород	0,00
Сероводород	16,46
Углекислый газ	3,64
Азот+редкие	1,10
в т. ч. гелий	-
Метан	54,84
Этан	10,80
Пропан	5,89
Изо-бутан	1,21
Н-бутан	2,56
Изо-пентан	1,05
Н-пентан	0,92
Гексаны	0,96
Гептаны	0,24
М-ц гексан	0,06
Толуол	0,03
Октаны	0,14
Этил-бензол	0,00
М/П-ксилол	0,01
Орто-ксилол	0,00
Нонаны	0,05
Деканы+	0,03

Таблица 1.3 Месторождение Тенгиз. Усредненный компонентный состав пластовой нефти

Компоненты	Среднее значение по всем пробам до начала закачки газа
Содержание компонентов, % мольн	
Водород	0,01
Сероводород	12,93
Углекислый газ	2,90
Азот+ редкие	0,85
Метан	43,56
Этан	8,71
Пропан	4,90
Изо-бутан	1,10
Н-бутан	2,52
Изо-пентан	1,29
Н-пентан	1,33
Гексаны	2,44
Гептаны	2,45
Октаны	2,57
Нонаны	1,95
Деканы	1,65
Ундеканы	1,34
Додеканы	1,06
Тридеканы	0,98
Тетрадеканы	0,77
Пентадеканы	0,67
Гексадеканы	0,53
Гептадеканы	0,43
Октадеканы	0,39
Нонадеканы	0,37
Эйкозаны+	2,15

1.4.3. Свойства и состав дегазированной нефти

По плотности нефть относится к 0 типу (особо легкая), диапазон изменения плотности составил 0,798-0,810 г/см^3, среднее значение 0,804 г/см^3. Динамическая вязкость нефти соответствует плотности и при температуре 20 °С составляет 2,12 мПа с, при 40 °С – 1,43 мПа с, при 60 °С – 1,11 мПа с.

По содержанию общей серы дегазированная нефть месторождения Тенгиз относится ко 2 классу нефти (сернистая), т.к. содержание общей серы в среднем составляет 0,94 % масс. Массовое содержание асфальтенов в нефти составляет 0,07 %, смол силикагелевых – 1,10 %, нефть является малосмолистой.

По содержанию парафиновых углеводородов, данная нефть классифицируется, как парафинистая, т.к. содержание парафинов в нефти составляет в среднем 3,94 % масс. Температура застывания нефти низкая и составляет в среднем минус 23 °С.

Температура плавления парафина составляет в среднем 55 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет 51 °С. Общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, достаточно высокий – 70 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С, составил 44 % об. В таблице 1.4 приведены диапазоны изменения параметров в пределах всего карбонатного массива месторождения и средние значения.

Таблица 1.4 Месторождение Тенгиз. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти по состоянию на 01.07.2022 г.

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность, при 20 °С, г/см^3	44	62	0,798-0,810	0,804
Вязкость динамическая, мПа с,				
при температуре 20 °С	41	60	1,80-2,70	2,12
40 °С	26	34	1,30-1,60	1,43
60 °С	26	34	1,00-2,00	1,11
Температура застывания, °С	41	61	(-35)-(-5)	-23
Температура плавления парафина, °С	42	62	49-59	55
Массовое содержание, %				
серы общей	42	62	0,42-1,92	0,94
асфальтенов	40	54	0,02-0,30	0,08
смол силикагелевых	42	62	0,33-2,93	1,1
парафинов	42	62	2,30-7,23	3,9
меркаптанов	12	12	0,066-0,089	0,078
Температура начала кипения, °С	42	57	36-68	50
Выход фракций, % об.				
до температуры 100 °С	42	57	2-17	10
200 °С	42	57	34-48	44
300 °С	42	57	62-75	70

1.5. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ

Характеристика пробуренного фонда скважин и находящихся в бурении на дату 01.01.2023 г. по зонам расположения скважин и в целом по месторождению Тенгиз представлена в таблице 1.5.

По состоянию на 01.01.2023 г. общий фонд скважин на месторождении Тенгиз составил 287 ед., из них:

- 230 добывающих (143 – действующих (в т.ч. 6 во временном простое), 69 – в бездействии, 10 – в испытании и 8 – в консервации);
- 25 газонагнетательных (8 – действующих, 16 – в испытании и 1 – в бурении);
- 2 наблюдательные;
- 30 ликвидированных.

Как видно из таблицы из 287 скважин: 286 – пробуренных и 1 скважина (Т-5137) на 01.01.2023 г. находились в бурении. Все скважины вертикальные и наклонно-направленные, кроме горизонтальной скважины Т-4848, пробуренной в 2019 г.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин 212 ед., в том числе 137 ед. – действующих, 6 ед. – во временном простое и 69 ед. – в бездействии.

Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и зонам расположения на 01.01.2023 представлено в таблице 1.6.

Таблица 1.5 Месторождение Тенгиз. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

Наименование	Категория скважин	Распределение скважин по стратиграфическим объектам, зонам расположения, количество *(№ скв.)*							Всего
		платформа			*край платформы (борт) и склон*				
		I объект	*II объект*	*I+II объект*	*I объект*	*II объект*	*I+II объект*	*I+III объект*	
Фонд добывающих скважин	**Эксплуатационный фонд**	***59***	***1***	***1***	***141***	**2**	**7**	**1**	**212**
	в т.ч. действующие	**32** *(Т-3К, 15, 25ST, 110ST, 113, 117, 121, 123, 124, 4743, 4850, 4939, 4941, 4947, 4949, 5036, 5038, 5050, 5052, 5141, 5149, 5238, 5440, 5442, 5642, 5945, 5951, 6147, 6149, 6349, 6353, 6452)*	**-**	***1*** *(Т-6846)*	***98*** *(Т-1К, 4ST, 8, 12, 20, 23ST, 42, 43, 44, 47, 70ST2, 103, 104, 118, 122, 320, 4040ST, 4057, 4236, 4238, 4239, 4241, 4254ST, 4258ST, 4260, 4350, 4434, 4442, 4446, 4454, 4458, 4556, 4629, 4635, 4636, 4640, 4644, 4648, 4651ST, 4660, 4733, 4761, 4830, 4858, 4932, 4934, 4956, 4960, 5030, 5032, 5034, 5056, 5157, 5230, 5232, 5260, 5454, 5534ST, 5632, 5636, 5638, 5654, 5658, 5838, 5840, 5856, 5857ST, 5860, 6042, 6058, 6140, 6436, 6454ST, 6457, 6559, 6638, 6656, 6658, 6743, 6836, 6852, 6856, 6939, 6954ST2, 6956, 7052ST, 7242ST, 7244, 7250, 7252ST, 7254, 7346, 7348, 7448, 7450, 7452, 7453, 7456)*	***1*** *(Т-5059)*	***4*** *(Т-6, 4346, 5234 ST, 6340)*	***1*** *(Т-17)**	**137** **6**

Наименование	Категория скважин	Распределение скважин по стратиграфическим объектам, зонам расположения, количество *(№ скв.)*							Всего
		платформа			*край платформы (борт) и склон*				
		I объект	*II объект*	*I+II объект*	*I объект*	*II объект*	*I+II объект*	*I+III объект*	
	во временном простое	***2 (****T-105ST, 106)*			***4*** *(T-4248, 4732, 5154, 6660)*				
	Итого действующих:	**34**	**-**	**1**	**102**	**1**	**4**	**1**	**143**
	бездействующие	**22** *(T-11ST, 21ST, 29, 30, 31, 111, 112R, 115, 116ST, 120, 419, 4745, 4747, 4838, 4852, 4854, 5151, 5452ST, 5842ST, 5850, 5853, 6151)*	***1*** *(T-4848)*		***38*** *(T-9, 10, 27, 28, 38, 41, 46, 102, 108, 114, 463ST, 1100, 1101, 3938, 3948, 4038, 4042, 4234, 4242ST, 4244, 4436ST, 4532, 5028, 5634R, 5660, 5834, 5836, 5937, 5963, 6036ST, 6038, 6238, 6261, 6337, 6442ST, 6543, 6843, 7648ST)*	***1*** *(T-7040)*	***3*** *(T-5435, 6740, 7246)*		**65**
	в ожидании КРС	***3*** *(T-72, 318, 6246)*			***1*** *(T-6858)*				**4**
	В испытании	**4**** *(T-5751, 6745, 6747, 6749)*			**6**** *(T-4356, 5432, 6338, 6440, 7042, 7044)*				**10****
	Итого добывающих	**63**	**1**	**1**	**147**	**2**	**7**		**222**
	В консервации	**5** *(T-5K, 107, 119, 317, 4748)*	-	-	**3** *(T-7, 37, 45)*				**8**
	Всего:	**68**	**1**	**1**	**150**	**2**	**7**	**1**	**230**
Фонд газонагнета-тельных скважин	**Эксплуатационный Фонд газонагнета-тельных скв.**	**8**	-	-	-	**-**			**8**
	в т.ч. действующие	**8** *(T-220, 5044, 5242, 5246ST, 5444ST, 5447, 5646, 5848)*	-	-	-	**-**	**-**		**8**
	в испытании	***16*** *(T-4842, 4846, 4951, 5040, 5048, 5250, 5650, 5844, 5852,*	-	-	-	**-**	**-**		**16**

Наименование	Категория скважин	Распределение скважин по стратиграфическим объектам, зонам расположения, количество *(№ скв.)*							Всего
		платформа			*край платформы (борт) и склон*				
		I объект	*II объект*	*I+II объект*	*I объект*	*II объект*	*I+II объект*	*I+III объект*	
		6046, 6050, 6244, 6248, 6252, 6446, 6450)							
	В бурении	**1** (Т-*5137*)			-	**-**	**-**		**1**
	Всего:	**25**	-	-	-	**-**	**-**		**25**
Специальные скважины	**Наблюдательные**	**1** *(Т-24)*	-	-	**1** *(Т-100)*				**2**
Ликвидированные скважины		**12** *(Т-1, 2К, 5, 14ST, 19, 22, 39, 109, 112, 125, 430, 470)*	-	-	**18** *(Т-2, 3, 16, 18, 26ST, 32, 33, 34, 35ST, 36, 40, 52, 53, 60, 101, 211, 456, 5634)*				**30**
Итого по месторождению:		**106**	**1**	**1**	**169**	**2**	**7**	**1**	**287**

Примечание: *5442 – скважина, расположенная на участке ЗСГ;*
4848 – горизонтальная скважина;
110ST – скважина с боковым стволом;
112R – скважина-дублёр;
** – скв. эксплуатирует совместно I+III объекты, при этом основная добыча (97 %) поступает из I стр. объекта и 3 % – из III;*
*** – по результатам PLT стратиграфический объект будет уточняться*

Таблица 1.6 Месторождение Тенгиз. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и зонам расположения на 01.01.2023 г.

Зона расположения скважин	Диапазон дебита нефти, т/сут			Всего
	100-500	500-1000	1000-1500	
	Распределение скважин, кол-во *(№ скв.)*			
Платформа (участок ЗСГ)	**2** *(Т-106, 110)*	**3** *(Т-15, 5141, 5442)*		**5**
Платформа (за пределами участка ЗСГ)	**21** *(Т-3К, 25ST, 105ST, 113, 117, 121, 123, 124, 4850, 4939, 4941, 4947, 4949, 5036, 5038, 5052, 5951, 6349, 6353, 6452, 6846)*	**6** *(Т-4743, 5050, 5238, 5642, 5945, 6149)*	**3** *(Т-5149, 5440, 6147)*	**30**
Края платформы (борт) и склон	**45** *(Т-1К, 4 ST, 6, 12, 17, 20, 23 ST, 42, 43, 44, 47, 70ST2, 103, 104, 122, 4040ST, 4057, 4236, 4248, 4258ST, 4260, 4346, 4434, 4556, 4629, 4635, 4644, 4732, 4733, 4830, 5030, 5154, 5234ST, 5260, 5534ST, 5632, 6340, 6638, 6658, 6660, 6743, 6836, 7244, 7346, 7456)*	**56** *(Т-8, 118, 320, 4238, 4239, 4241, 4254ST, 4350, 4442, 4446, 4454, 4458, 4636, 4640, 4648, 4651ST, 4660, 4761, 4858, 4932, 4934, 4956, 4960, 5032, 5034, 5056, 5059, 5230, 5232, 5454, 5636, 5654, 5658, 5838, 5856, 5857ST, 5860, 6042, 6058, 6140, 6436, 6454ST, 6457, 6559, 6656, 6852, 6856, 6939, 6954ST2, 6956, 7052ST, 7242ST, 7252ST, 7254, 7450, 7453)*	**7** *(Т-5157, 5638, 5840, 7250, 7348, 7448, 7452)*	**108**
Всего по месторождению	**68**	**65**	**10**	**143**
В % от кол-ва скважин	***48***	***45***	***7***	***100***

1.6. ФАКТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ПО ОТБОРУ НЕФТИ, ГАЗА И ЖИДКОСТИ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ ТЕНГИЗ

В соответствии с действующим проектным документом (УТС, 2012) нефтяная залежь месторождения Тенгиз разрабатывается как единый объект разработки. Объектом разработки на месторождении является вся массивная нефтяная залежь верхнедевонско-среднекаменно-угольного возраста.

В настоящее время в активную разработку вовлечены запасы нефти I объекта платформенной зоны (отложения башкирско-серпуховско-окского возраста) с частичным ППД путём закачки попутно-добываемого сырого газа и остальной зоны (вся продуктивная толща бортовой и склоновой зоны) – на режиме истощения. В добывающих и газонагнетательных скважинах, пробуренных на платформе, перфорированы или имеются открытые стволы в отложениях башкирско-серпуховско-окского возраста (I стратиграфического объекта). Активная разработка условно выделенного II объекта (отложения нижнекаменноугольно-девонского возраста на платформе под вулкаником) предусмотрена с 2023 г.

Технологические показатели разработки месторождения за 2018-2022 гг. приведены в таблице 1.7.

Месторождение находится на второй стадии разработки, которая характеризуется поддержанием высокого уровня добычи нефти и газа и увеличением числа скважин.

Как видно из таблицы 1.7, с увеличением действующего фонда добывающих скважин до 109 ед. в 2019 г. в целом по месторождению наблюдается ежегодное увеличение добычи нефти, достигнув на сегодняшний день максимального значения – 27,5 млн.т. при среднем дебите нефти – 803 т/сут. В 2020-2021 гг. уменьшение добычи нефти на уровне 24 млн.т связано с требованием МЭ РК по ограничению добычи нефти согласно договоренностям ОПЕК+. За 2022 год добыто 27,0 млн.т нефти при среднесуточном дебите – 581 т/сут.

Основная часть добычи нефти осуществлена переходящим фондом скважин. За анализируемый период добыча нефти из переходящих скважин обеспечила 83-97 %, новых скважин – 3-17 % добычи в целом по месторождению.

Вода в продукции большинства скважин отсутствует. По состоянию на 01.01.2023 г. общая обводнённость составляет 0,5 % и включает в себя потоки технической воды.

Средний дебит 1 скважины по нефти уменьшился, как по переходящим, так и по новым добывающим скважинам. Так, в течение анализируемого периода, он уменьшился с 878 т/сут до 581 т/сут, по переходящим – с 866 до 567 т/сут, по новым скважинам – с 1186 до 784 т/сут.

В соответствии с количеством добытой нефти годовые объемы добытого газа увеличились до 15,0 млн.м^3 (в 2022 г.), в 2020-2021 гг. добыча газа уменьшилась до 13,5 млрд.ст.м^3 в связи с ограничением добычи нефти согласно договоренностям ОПЕК+.

За 2018-2022 гг. газовый фактор значительно не изменился и был на уровне 546-557 м^3/т. С начала разработки на 01.01.2023 г. добыли 260,7 млрд.ст.м^3 попутно-добываемого газа.

Вода в продукции большинства скважин отсутствует. По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении установлено 14 скважин, в продукции которых обводнённость достигала более 5 %. Из-за ограниченной мощности заводов по обработке воды, по скважинам с повышенным (более 5 %) содержанием воды в продукции скважин, либо ограничивают добычу, либо останавливают их. Количество воды рассчитывается на основе многочисленных расходомеров по всем заводам, при этом общее количество воды (0,5 %) включает в себя потоки технической воды.

Закачка сырого газа, начатая с 2007 г., успешно осуществляется более 15 лет.

Таблица 1.7 Месторождение Тенгиз. Технологические показатели разработки за 2018-2022 гг.

№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, млн.т, всего	26,4	27,5	24,2	24,5	27,0
2	в т. ч. из новых скважин, млн.т	1,34	0,82	1,04	4,12	2,35
3	из переходящих скважин	25,0	26,7	23,2	20,4	24,7
4	из скважин участка ЗСГ, млн.т	1,55	1,55	1,95	1,70	1,20
5	Накопленная добыча нефти, млн.т	397,8	425,3	449,6	474,1	501,1
6	Темп отбора от нач. утв. извлек. запасов, %	1,9	2,0	1,76	1,8	2,0
7	Темп отбора от текущ. извлек. запасов, %	2,7	2,9	2,6	2,7	3,1
8	Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти, %	29,0	31,0	32,7	34,5	36,5
9	Текущий коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,116	0,124	0,131	0,138	0,146
10	Добыча жидкости, млн.т	26,4	27,7	24,3	24,6	27,2
11	в т. ч. из новых скважин, млн.т	1,3	0,8	1,0	4,1	2,4
12	из переходящих скважин	25,1	26,9	23,3	20,5	24,8
13	Накопленная добыча жидкости, млн.т	398	426	450,0	474,6	489,6
14	Средняя обводнённость, %	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5
15	Добыча нефтяного газа, млрд.ст.м3	14,4	15,0	13,5	13,6	15,0
16	в т. ч. из новых скважин, млрд.ст.м3	0,70	0,44	0,57	2,29	1,28
17	из переходящих скважин, млрд.ст.м3	13,7	14,6	12,9	11,3	13,7
18	из скважин участка ЗСГ, млрд.ст.м3	0,90	1,01	1,19	1,06	0,85
19	Накопленная добыча газа, млрд.ст.м3	210,3	225,4	238,9	252,5	260,7
20	Средний газовый фактор, ст.м3/т	546	546	557	556	554
21	в т.ч. на участке ЗСГ, ст.м3/т	579	654	612	626	710
22	Закачка газа, млрд.ст.м3	3,26	3,69	3,10	2,99	3,64
23	Накопленная закачка газа *, млрд.ст.м3	29,94	33,63	36,7	39,72	43,36
24	Доля обратной закачки газа, %	22,6	24,5	23,0	22,0	24,3
25	Компенсация отбора закачкой газа по местор. текущая, %	13	14	13	14	14
26	Компенсация отбора закачкой газа по уч. ЗСГ текущая, %	213	257	159	196	302
27	Фонд скважин, пробур-х с начала раз-ки на конец года, ед.	205	239	257	273	286
28	Количество скважин, пробурен. за год, ед. (№ скв.)	25	34	18	16	13
29	в т.ч. добывающих, ед. (№ скв.)	25	34	15	7	9
30	газонагнетательных, ед. (№ скв.)	-	-	3	9	4
31	Ввод новых добыв. скв. в эксплуатационный фонд из бурения (испытания) за год, ед. (№ скв.)	9	15	7	41	18
32	Вывод добывающих скв. из бездействия за год, ед. (№ скв.)	11	11	6	22	20
33	Перевод доб. скв. в б/д фонд за год, ед. (№ скв.) из действующего фонда/испытания	13	3	16	25	19
34	Вывод добывающей скважины в консервацию, ед. (№ скв.)	-	-	-	-	-
35	Эксплуатационный фонд добыв. скв. на конец года, ед.	126	143	148	189	212
36	Действующий фонд доб. скважин на конец года, ед.	91	109	103	133	143
37	из них: действующие, ед.	89	101	94	120	137
38	во временном простое, ед.	2	8	9	13	6
39	Добывающие скважины, находящиеся в испытании	33	50	58	24	10
40	Эксплуатационный фонд газонагнетательных скважин, ед.	8	8	8	8	8
41	Действ. фонд газонагнет. скважин на конец года, ед.	7	8	7	8	8
42	Газонагн. скважины, находящиеся в испытании, ед.	-	-	3	12	16
43	Вывод газонагн. скв. из бездействия, ед. (№ скв.)	1	-	-	1	-
44	Ср. сут. дебит 1 скважины по нефти, т/сут	878	803	685	668	581
45	Ср. сут. дебит 1 новой скважины по нефти, т/сут	1186	837	953	1066	784
46	Ср. сут. дебит 1 переходящей скважины по нефти, т/сут	866	802	677	621	567
47	Ср. сут. дебит 1 скважины на участке ЗСГ	613	535	690	435	437
48	Ср. сут. дебит 1 скважины по жидкости, т/сут	881	807	689	671	584
49	Ср. сут. дебит 1 новой скв по жидкости, т/сут	1186	837	953	799	784
50	Ср. сут. дебит 1 перех скв по жидкости, т/сут	869	806	680	624	570
51	Ср. приемистость 1 скважины по газу, млн.ст.м^3/сут	1,38	1,38	1,14	1,43	1,32
52	Ср. давление на забоях добыв. скв. (диапазон)**,МПа	33,8 (25,8-57,4)	31,6 (25,5-58,1)	30,8 (25,2-57,7)	29,6 (25,3-53,5)	29,0 (25,3-55,3)

№ п/п	Показатели	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
53	Ср. давление на устье г/нагн. скв. (диапазон) **, МПа	45,2 (40,8-47,5)	45,2 (41,8-46,6)	43,1 (40-50)	43,1 (24,4-46,2)	42,9 (32,5-47,4)
54	Ср. пласт. давление по данным замеров в скв., прив. к абс. отм. -4500 м и к дате анализа ***, МПа	42,3	37,2	38,3	36,8	36,3
55	Коэф. использования фонда доб. скв., д.ед.	0,72	0,76	0,70	0,70	0,70
56	Коэф. эксплуатации доб. скважин, д.ед.	0,78	0,84	0,79	0,74	0,77
57	Коэф. эксплуатации новых доб. скважин, д.ед.	0,61	0,74	0,63	0,66	0,84
58	Коэф. эксплуатации доб. скв. на участке ЗСГ, д.ед.	0,77	0,88	0,86	0,78	0,58
59	Коэфф. использ. фонда доб. скв. на участке ЗСГ, д.ед.	0,56	0,60	0,69	0,87	0,87
60	Коэф. эксплуатации газонагн. скважин, д.ед.	0,81	0,92	0,93	0,72	0,94
61	Коэф. использования фонда газонагн. скв, д.ед..	0,9	1,0	0,9	1,0	1,0

Как видно из выше представленной таблицы в 2019 г. закачку газа увеличили на 13 % (с 3,26 до 3,69 млн.ст.м^3) относительно прошлого года за счёт увеличения действующего фонда газонагнетательных скважин (до 8 ед.) и увеличения коэффициента эксплуатации (с 0,81 до 0,92 д.ед.). В 2020-2021 гг. закачку газа уменьшили до 3,1-2,99 млн.ст.м^3 за счёт снижения коэффициента эксплуатации что также связано в связи с требованием МЭ РК по ограничению добычи нефти (по договоренности ОПЕК+). В 2022 г. через 8 газонагнетательных скважин закачали 3,64 млн.ст.м^3 газа, что на 22 % больше относительно 2021 г. за счёт увеличения коэффициента эксплуатации (с 0,72 до 0,94), при средней приёмистости – 1,32 млн.ст.м^3/сут.

Доля обратной закачки газа от добычи попутно добываемого газа составила 22-24,5 %. Текущая компенсация отбора нефти закачкой газа в целом по месторождению – 13-14 %, на участке ЗСГ – 159-302 %.

Как видно из таблицы 1.7, добывающие скважины работали с минимальным забойным давлением на уровне 25,2-25,3 МПа и максимальным – на уровне 57,4-58,1 МПа, в среднем составив 27,9-32,6 МПа, что выше давления насыщения нефти газом (25,3 МПа). Среднее забойное давление в добывающих скважинах в 2018-2022 гг. уменьшилось на 4,7 МПа (с 32,6 до 27,9 МПа).

При расчете вариантов разработки в УТС было принято, что забойное давление добывающих скважин может быть снижено до 6,9 МПа.

На 01.01.2023 г. всего по месторождению добыто 501,1 млн.т нефти при этом 78% (или 391,4 млн.т) добыли через скважины, расположенные на бортовой и склоновой частях нефтяной залежи, остальные 22 % (или 109,7 млн.т) – на платформе.

Текущий коэффициент извлечения нефти достиг величины в 14,6 % (при утверждённом в ГКЗ РК – 40,1%), отбор от утверждённых извлекаемых запасов – 36,5 %.

С учётом перетоков из платформы в остальную часть залежи распределение накопленной добычи нефти, уточнённое по данным ГДМ, составило из бортовой и склоновой зоны – 362,7 млн.т (или 72 %), из платформенной – 138,4 млн.т (28 %).

Текущий КИН (на 01.01.2023 г. по данным ГДМ) в бортовой и склоновой зоне залежи от запасов этой зоны составил 0,157, в платформенной зоне – 0,124. Меньший КИН на платформе обусловлен тем, что в настоящее время запасы II и III стратиграфических объектов (нижневизейско-турнейских и фаменских отложений под вулкаником) на платформе активно не разрабатываются. Отбор от извлекаемых запасов на бортовой и склоновой части залежи в целом составил 37,9 %, на платформе – 33,2 %.

РАЗДЕЛ 2. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

2.1. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

2.1.1. Климат

Климат Атырауской области, где расположены объекты ТШО, резко континентальный, засушливый, основными чертами которого являются преобладание антициклонических условий, резкие температурные изменения в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков.

В прибрежной зоне Каспия эта континентальность несколько смягчается благодаря влиянию моря. Не последнюю роль в этом играют особенности циркуляции и температурного режима воды в водоеме.

В целом зима умеренно холодная на севере области, лето на большей части территории жаркое и продолжительное. Рассматриваемая территория располагает большими энергетическими запасами ветра. Характерны сильные ветры и бури.

Для характеристики климатических условий исследуемого района использованы данные многолетних наблюдений по метеостанции Кульсары, ближайшей к району размещения объектов ТШО, расположенных в районе месторождения Тенгиз.

Температура воздуха

Температура воздуха как один из важнейших элементов климата предопределяет характер и режим типов погоды.

Общим и типичным для климата рассматриваемой территории является материковый режим температуры воздуха, который характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой.

Средние месячные значения температур воздуха в январе, самом холодном месяце, варьируют от -8 до -13°С, испытывая понижения ночью до -20 – -16°С и повышения днем до -4°С. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36 и даже 40°С, в аномально теплые – неожиданные оттепели до +5-15°С. Средняя температура воздуха самого холодного месяца – минус 7,7°С.

Резкий переход от отрицательных к положительным температурам наблюдается в конце марта. В течение апреля происходит быстрое нарастание температурного фона. Теплый период начинается в мае и сохраняется вплоть до октября. Самым жарким является июль, когда средняя температура воздуха колеблется в пределах +25-27,5°С, испытывая днем увеличение до +30-33ºС, а ночью – понижение до +18-20ºС.

Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца +42,8°С. Максимальные температуры воздуха в исследуемом районе достигают значений +42 – 45°С.

Атмосферные осадки, влажность воздуха

Исследуемая территория относится к числу районов, недостаточно обеспеченных осадками, основной чертой климата которых является ярко выраженная засушливость. Определяется это прежде всего тем, что Казахстан мало доступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, а барико-циркуляционные особенности Евразии обусловливают поступление на территорию Казахстана преимущественно арктического воздуха и воздуха умеренных широт континентального происхождения,

бедных влагой. Осадки теплого полугодия сочетаются с высокими температурами, что снижает значение их как фактора увлажнения.

По условиям увлажнения (в соответствии со СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология») рассматриваемая территория относится к 3 (сухой) зоне влажности.

Для территории рассматриваемого района, расположенного в пустынной зоне, среднее количество атмосферных осадков по г. Кульсары составляет: за апрель – октябрь – 103 мм, за ноябрь-март – 68 мм (СП РК 2.04-01-2017). Наблюдается сезонный характер в распределении по исследуемой территории вида и количества выпадающих осадков.

Больше всего осадков выпадает в виде дождя, смешанные осадки (дождь, снег) составляют 10-15 % общего количества осадков, твердые (снег) – 15-20 %.

Количество осадков в холодный период года (октябрь-март) невелико. В этот период среднемноголетняя сумма осадков составляет 70 мм, а наибольшее количество осадков выпадает в декабре – в среднем 18 мм.

Зима в Атырауской области наступает во второй половине ноября. Устойчивый снежный покров образуется в первой декаде декабря, мощность его незначительна: среднемноголетняя высота достигает 10-12 см, максимальная 25-30 см, минимальная 3 см. Продолжительность периода с устойчивым снежным покровом по многолетним данным по г. Кульсары составляет 73 дня (СП РК 2.04-01-2017).

В теплый период наибольшее количество осадков выпадает в мае-июле и составляет в среднем порядка 16-19 мм в месяц.

В континентальных климатических условиях рассматриваемой территории режим влажности ярко выражен и в холодные месяцы зимы является наименьшим в году, а относительная насыщенность его водяными парами наибольшей. В теплое время года, особенно летом, эти соотношения изменяются, становятся обратными. Засушливый климат рассматриваемой равнинной территории особенно проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги в период теплого полугодия.

Средние месячные значения относительной влажности воздуха в холодное время года (январь-декабрь) составляют 81-83%, среднегодовая относительная влажность воздуха – 61% по г. Кульсары. В период с апреля по сентябрь значения ее составляют 40-58% с минимумом в июне – августе – 40-41 %.

Ветровой режим

В значительной мере на характеристики экологических факторов на рассматриваемой территории оказывает ветровой режим.

Режим ветра в Казахстане носит преимущественно материковый характер. Определяется он в основном местными барико-циркуляционными условиями.

Изменение активности атмосферных процессов в течение года оказывает влияние на распределение скорости и направление ветров от сезона к сезону.

Территория проектируемого объекта характеризуется относительно устойчивым режимом направлений ветра. Здесь в течение всего года с небольшими отклонениями в отдельные месяцы господствуют преимущественно ветры восточных румбов. В ветровом режиме у земли прослеживается сезонная изменчивость: в зимний период господствуют восточные, летом – западные и юго-западные ветры

Среднегодовая повторяемость направлений ветра и штилей согласно справке Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области № 24-3-01/1001 от 12.05.2020 г. (прилагается) представлена в таблице 2.1.1.1.

Таблица 2.1.1.1 Среднегодовая повторяемость направлений ветра (%) и штилей (по данным РГП «Казгидромет»)

МС Кульсары	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	11	12	24	15	7	7	12	12	8

Средние скорости ветра по румбам изменяются по сезонам года. Весной, в период усиления циклонической деятельности, они возрастают и, наоборот, уменьшаются летом, когда барическое поле характеризуется наименьшими в году градиентами, а к осени и зиме вновь увеличиваются. В целом, ветровой режим исследуемого района активный.

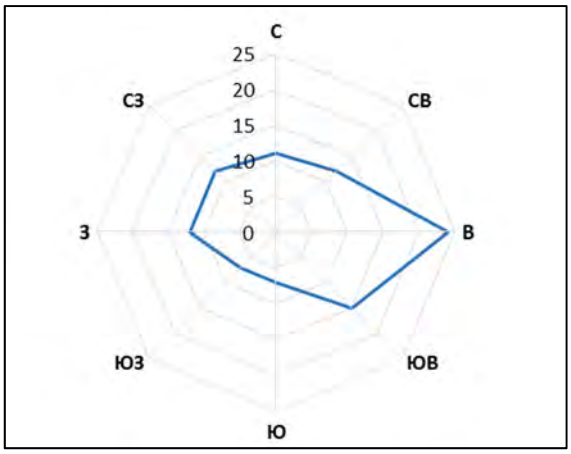


Рисунок 2.1.1.1. Среднегодовая повторяемость (%) направлений ветра по данным МС Кульсары

Средняя скорость ветра по метеостанции Кульсары – 4,2 м/с. Средние скорости ветра по направлениям приведены в таблице 2.1.1.2.

Таблица 2.1.1.2 Средняя скорость ветра по направлениям (м/с)

МС Кульсары	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Год	3,7	4,0	4,8	5,0	3,7	3,6	4,2	4,3

Скорость ветра (U*), превышение которой в среднем многолетнем режиме наблюдается в 5% случаев, составляет 9 м/с по м/с Кульсары.

Активная ветровая деятельность, как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере. Исключительно высокая динамика атмосферы, являющаяся характерной особенностью климата описываемой территории, создает условия интенсивного турбулентного обмена и препятствует развитию застойных явлений.

2.1.2. Качество атмосферного воздуха

Для анализа состояния атмосферного воздуха в районе расположения объектов ТШО были использованы данные отчетов производственного экологического контроля (ПЭК) за 2020-2022 гг.

Производственный экологический контроль на территории ТШО осуществляется аккредитованными лабораториями, согласно утвержденной Программы производственного экологического контроля для объектов ТШО.

С целью получения информации о качестве атмосферного воздуха и оценки возможного влияния на него производственной деятельности Компании, осуществляется мониторинг за состоянием атмосферного воздуха в пределах и на границе СЗЗ ТШО, территории производственных участков ТШО, в вахтовом посёлке ТШО и посёлке Жана Каратон.

Для наблюдения за качеством атмосферного воздуха установлены 3 категории постов: *стационарные, маршрутные, передвижные*:

- *стационарные посты* – в пределах и за границей СЗЗ – автоматические станции наблюдения за окружающей средой (СНОС) – 12 станций; в в.п. ТШО (1 пост), п. Жана Каратон (1 пост);
- *маршрутные посты* – на границе СЗЗ ТШО (11 постов);
- *передвижные посты* – при подфакельных наблюдениях для отбора проб под дымовым (газовым) факелом с целью выявления зоны влияния источника (9 постов с подветренной стороны и 1 пост с наветренной стороны).

Карта-схема с расположением постов наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории ТШО и в жилой зоне (п. Жана Каратон) приведена на рис. 2.1.2.1.

Основные критерии качества воздуха

Для оценки качества атмосферного воздуха использовались утверждённые нормативы (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населённых пунктов – максимально разовая ($ПДК_{мр}$) и средне суточная ($ПДК_{сс}$). В отсутствии ПДК используются значения ориентировочно-безопасных уровней воздействия (ОБУВ).

Значения ПДК и ОБУВ для населенных мест принимаются согласно "Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций", утвержденных Приказом Министра здравоохранения РК от 2 августа 2022 г. № ҚР ДСМ-70.

Для воздуха рабочей зоны применяются ПДК из Приложения 2 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 г. № ҚР ДСМ-70.

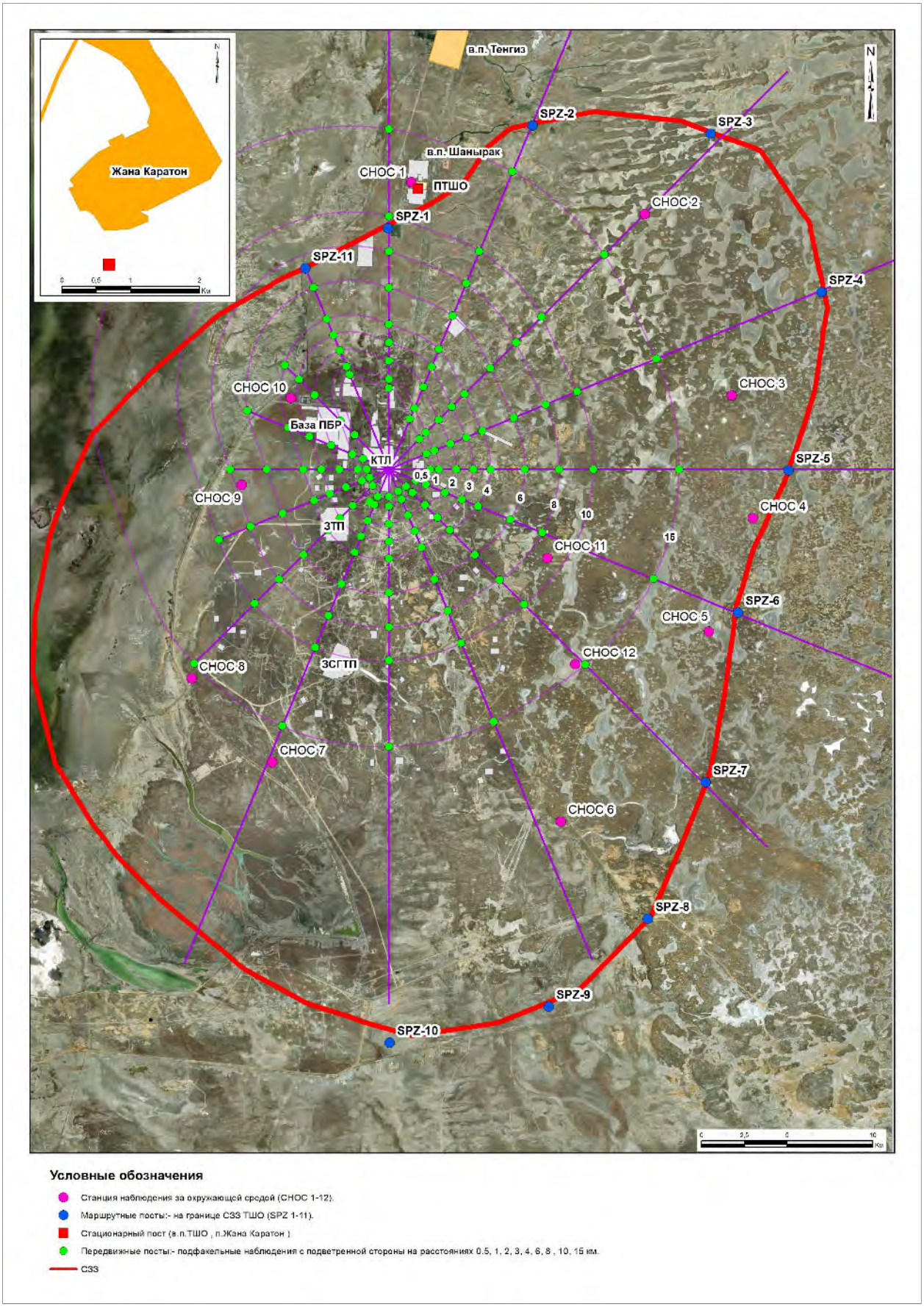


Рисунок 2.1.2.1. Карта-схема с расположением постов наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории ТШО и в жилой зоне (п. Жана Каратон)

Автоматические станции наблюдения за окружающей средой (СНОС)

Сеть автоматических наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в зоне деятельности ТШО состоит из 12 СНОС, расположенных в пределах территории партнерства ТШО (рис. 2.1.2.1).

Наблюдения проводятся в режиме реального времени с помощью анализаторов, обеспечивающих непрерывное автоматическое измерение концентраций загрязняющих веществ: *диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), углеводородов (CH).*

Сравнение полученных результатов на СНОС 1,3,4 и 5 (которые расположены вблизи и за границами СЗЗ) проводятся со среднесуточными ПДК загрязняющих веществ в населенных пунктах, кроме сероводорода и углеводородов, на которые среднесуточные ПДК не установлены, поэтому для сравнения используются максимально разовая ПДК для сероводорода (0.008 мг/м^3) и ОБУВ для углеводородов (50 мг/м^3). На СНОС 2, 6-12 (расположенных внутри СЗЗ) сравнение проводятся с ПДК для рабочей зоны (ПДКр.з.)

Сероводород

По результатам СНОС наибольшая концентрация сероводорода была отмечена на СНОС 7 (0,0046 мг/м^3) в 2022 году, наименьшая на СНОС 8 (0,0021 мг/м^3) в 2020 году. Превышения уровня ПДК$_{рз}$ по сероводороду (10,0 мг/м^3) не зафиксировано (рис. 2.1.2.2).

На СНОС 1, 3-5, расположенных вблизи и за границей СЗЗ, концентрации сероводорода не превышали ПДК$_{сс}$ (0,008 мг/м^3) для населенных мест.

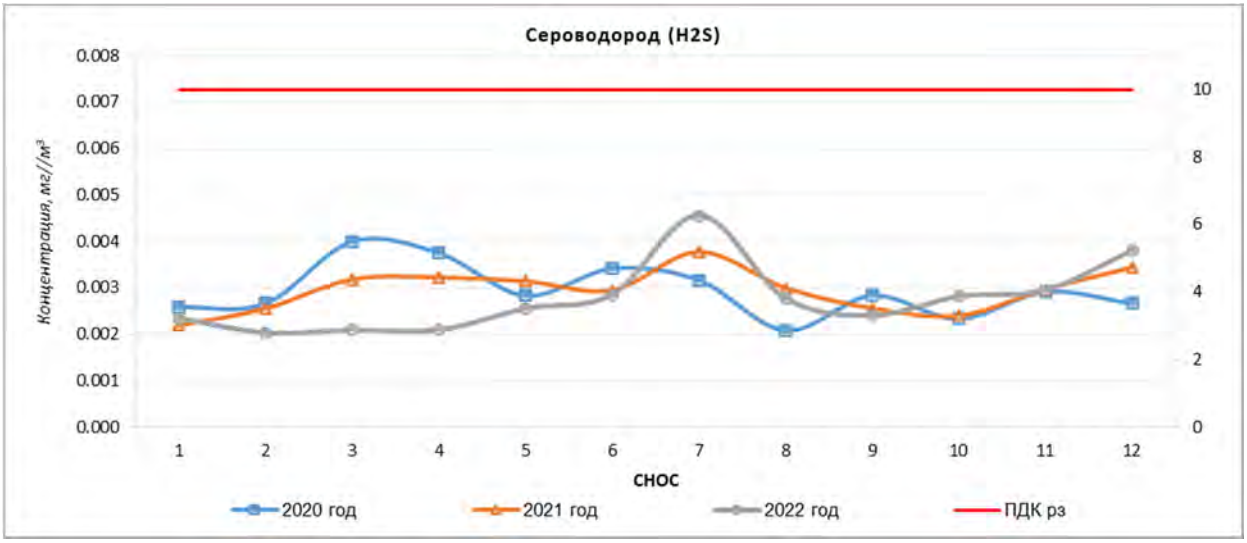


Рисунок 2.1.2.2. Концентрация сероводорода на СНОС за период 2020-2022 гг.

Диоксид серы

По результатам анализа данных СНОС наибольшая концентрация диоксида серы была отмечена на СНОС 4 (0,0091 мг/м^3) в 2022 году, наименьшая на СНОС 3 (0,0034 мг/м^3) в 2021 году. Превышения уровня ПДК$_{рз}$ по диоксиду серы (10,0 мг/м^3) не зафиксировано (рис. 2.1.2.3).

На СНОС 1, 3-5, расположенных вблизи и за границей СЗЗ, концентрации диоксида серы не превышали ПДК$_{сс}$ (0,05 мг/м^3) для населенных мест.

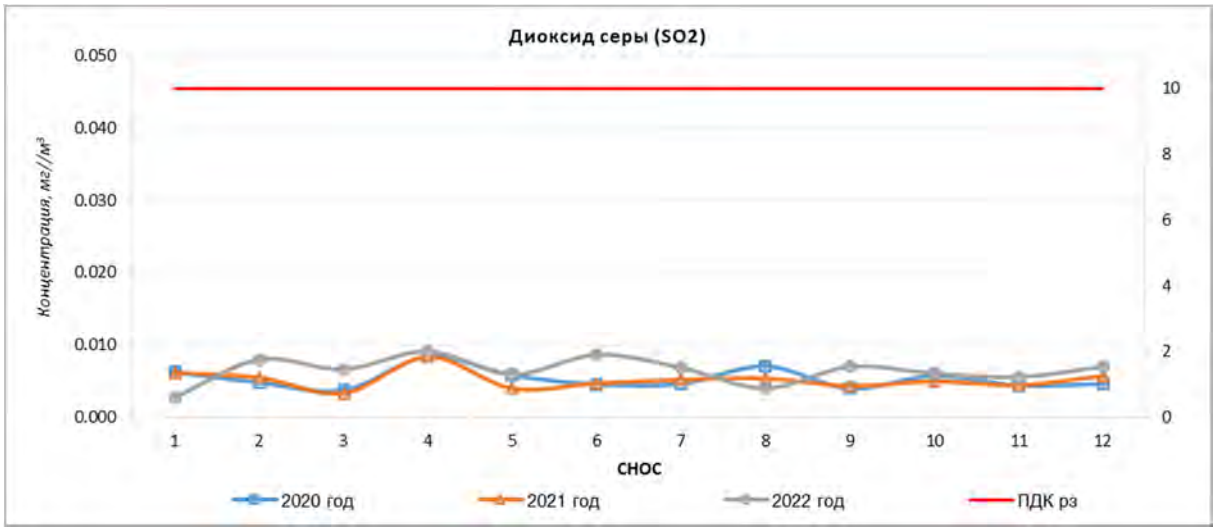


Рисунок 2.1.2.3. Концентрация диоксида серы на СНОС за период 2020-2022 гг.

Диоксид азота

По результатам анализа показаний СНОС наибольшая концентрация диоксида азота в 2021 году была отмечена на СНОС 7 (0,0131 мг/м^3), наименьшая – также в 2021 году на СНОС 6 (0,0033 мг/м^3). Превышения уровня ПДК$_{рз}$ по диоксиду азота (2,0 мг/м^3) не зафиксировано (рис. 2.1.2.4).

На СНОС 1, 3-5, расположенных вблизи и за границей СЗЗ, концентрации диоксида азота не превышали ПДК$_{сс}$ (0,04 мг/м^3) для населенных мест.

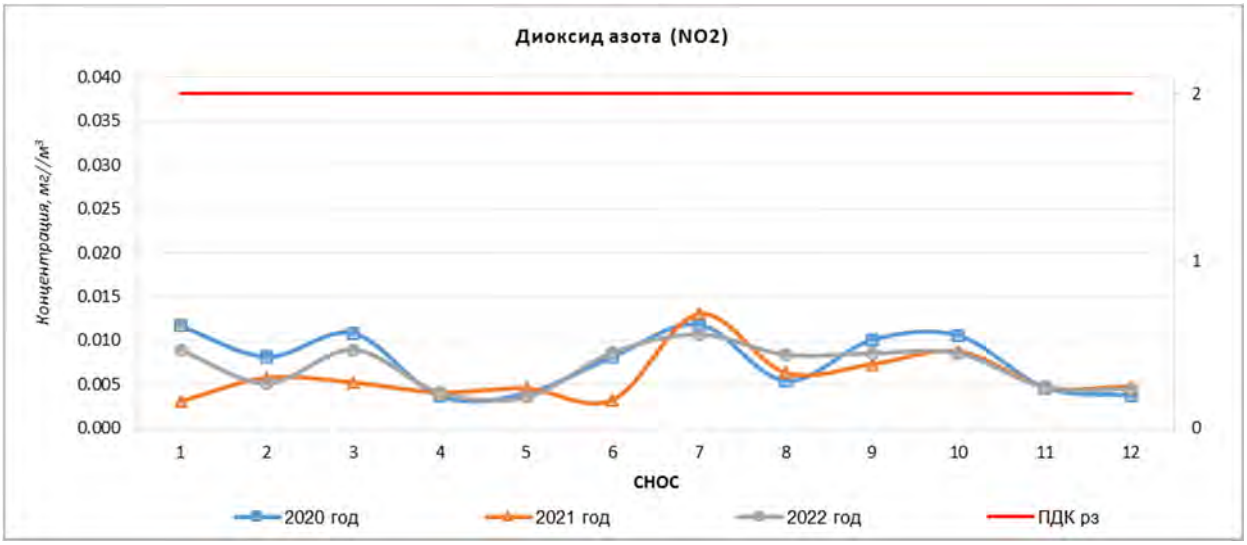


Рисунок 2.1.2.4. Концентрация диоксида азота на СНОС за период 2020-2022 гг.

Оксид углерода

По результатам анализа показаний СНОС наибольшая концентрация оксида углерода в 2021 году была отмечена на СНОС 12 (2,367 мг/м^3), наименьшая в 2022 году на СНОС 8 (1,140 мг/м^3). Превышения уровня ПДК$_{рз}$ по оксиду углерода (20,0 мг/м^3) не зафиксировано (рис. 2.1.2.5).

На СНОС 1, 3-5, расположенных вблизи и за границей СЗЗ, концентрации оксида углерода не превышали ПДК$_{сс}$ (3,0 мг/м^3) для населенных мест.

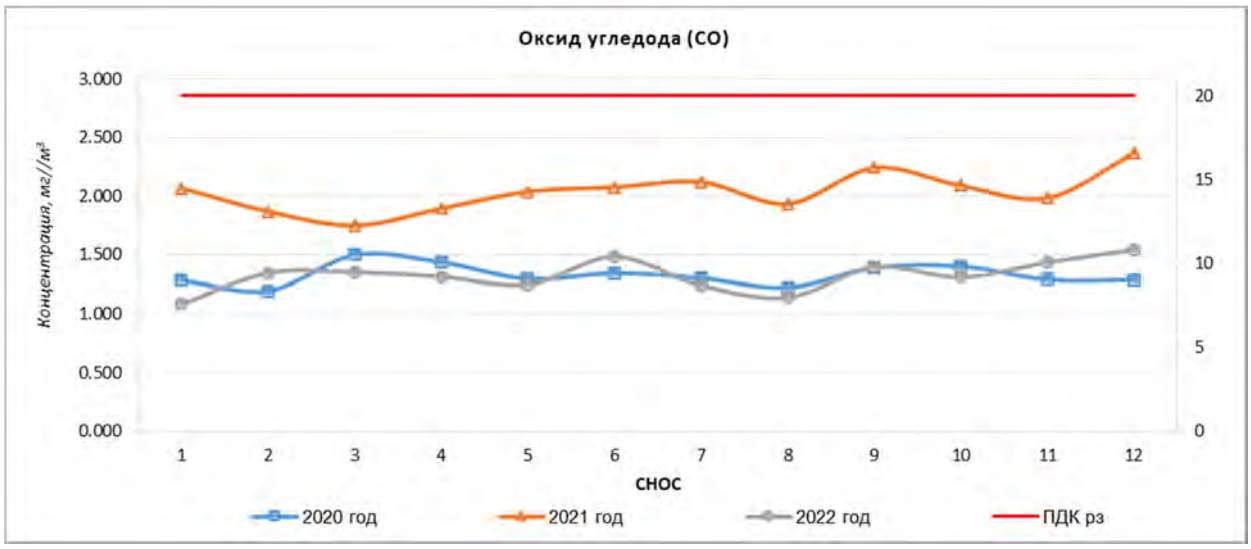


Рисунок 2.1.2.5. Концентрация оксид углерода на СНОС за период 2020-2022 гг.

Углеводороды предельные C_1-C_{10}

В пределах СЗЗ по результатам анализа показаний СНОС наибольшая концентрация зафиксирована на СНОС 10 (2,283 мг/м^3) в 2020 году, наименьшая – в 2022 году на СНОС 10 (0,985 мг/м^3). Превышения уровня ПДК$_{рз}$ (300 мг/м^3) не зафиксировано (рис. 2.1.2.6).

На СНОС 1, 3-5, расположенных вблизи и за границей СЗЗ, концентрации углеводородов не превышали ОБУВ (50 мг/м^3) для населенных мест.

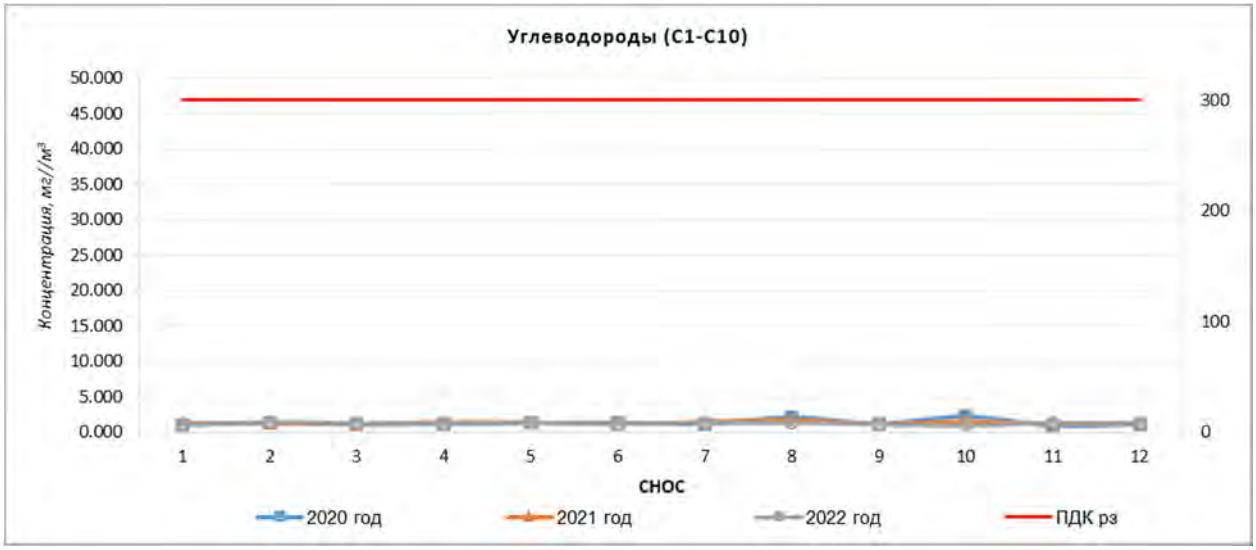


Рисунок 2.1.2.6. Концентрация углеводородов C_1-C_{10} на СНОС за период 2020-2022 гг.

Анализ среднегодовых концентраций по всем загрязняющим веществам на всех станциях СНОС за период 2020-2022 гг. показывает отсутствие превышения ПДК (ОБУВ) для рабочей зоны. На СНОС 1, 3-5, расположенных вблизи и за границей СЗЗ, концентрации по всем рассматриваемым компонентам не превышали санитарных нормативов для населенных мест.

Граница санитарно-защитной зоны

В рамках ПЭК на границе СЗЗ ТШО проводятся наблюдения на передвижных постах. Измеряются концентрации диоксида серы (SO_2), диоксида азота (NO_2) оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), углеводородов (C_1-C_{10}) и серы элементарной (S).

Концентрации контролируемых загрязняющих веществ сравниваются с $ПДК_{мр}$ для SO_2, NO_2, CO и H_2S. Для углеводородов предельных и серы элементарной, в связи с отсутствием $ПДК_{мр}$ сравниваются с ОБУВ.

Динамика изменения концентраций загрязняющих веществ в долях ПДК (ОБУВ) на границе СЗЗ в течение 2020-2022 гг. показана на рисунке 2.1.2.7. Концентрации загрязняющих веществ были на уровне или ниже нижнего предела обнаружения метода.

Анализ результатов наблюдений качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ ТШО за 2020-2022 гг. показал отсутствие превышения ПДК/ОБУВ по всем измеряемым загрязняющим веществам.

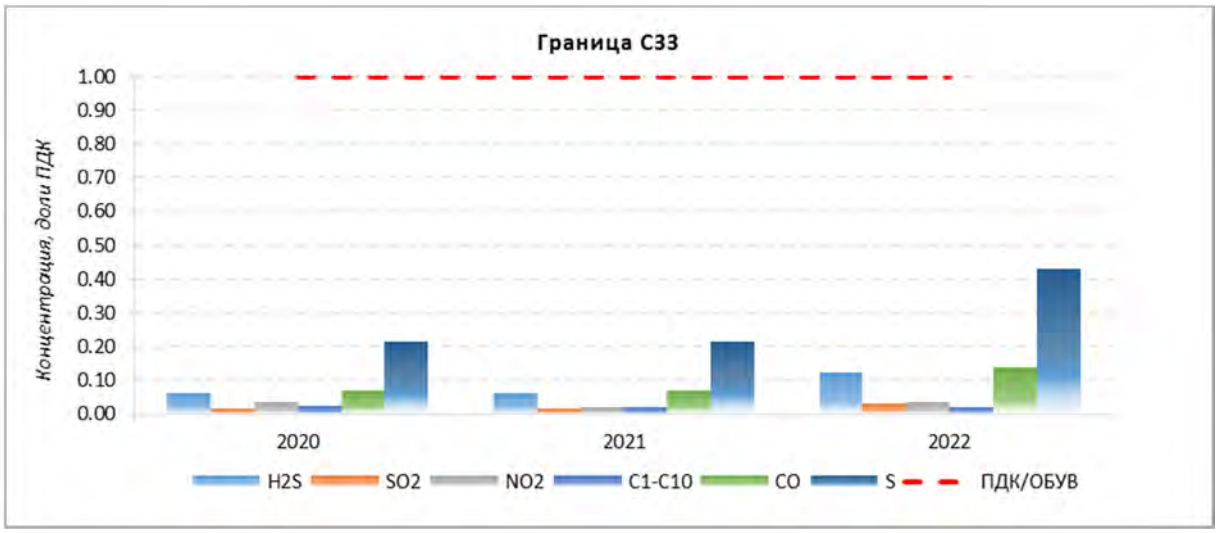


Рисунок 2.1.2.7. Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Населённые пункты и вахтовые посёлки

В соответствии с программой ПЭК в период 2020-2022 гг. наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в вахтовом поселке ТШО (в.п.ТШО) и п. Жана Каратон проводились на стационарных постах 4 раза в сутки

Наблюдения проводятся в режиме реального времени с помощью анализаторов, обеспечивающих непрерывное автоматическое измерение концентраций загрязняющих веществ: *диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), предельных углеводородов (C_1-C_{10}).*

Анализ наблюдений на стационарных постах

Анализ концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в.п. ТШО и в п. Жана Каратон в период 2020-2022 гг. показал их соответствие гигиеническим нормативам населенных мест, за исключением диоксида азота, превысившего ПДК в 2021 году, не связанного с производственной деятельностью ТШО (рис. 2.1.2.8-2.1.2.9).

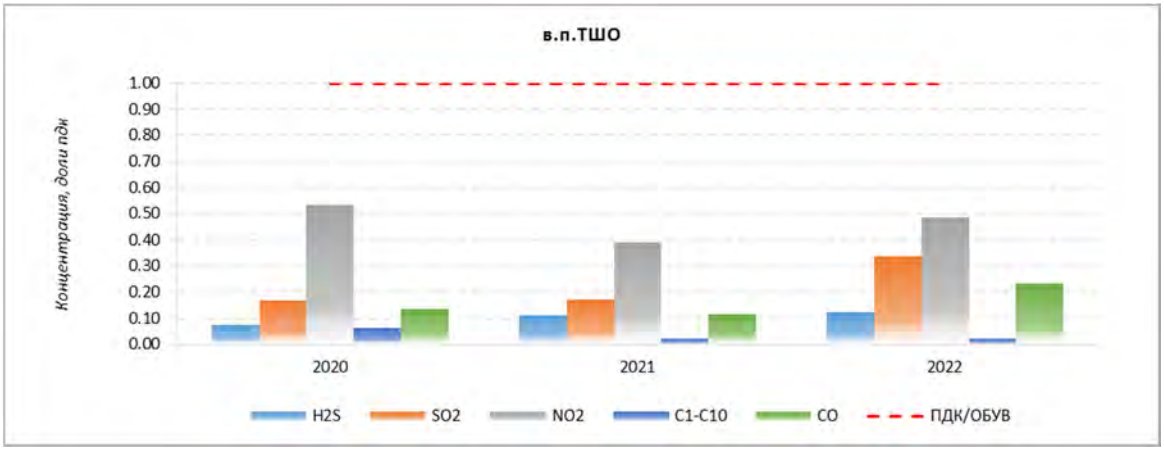


Рисунок 2.1.2.8. Концентрации загрязняющих веществ в в.п. ТШО
за период 2020-2022 гг.



Рисунок 2.1.2.9. Концентрации загрязняющих веществ в п. Жана Каратон
за период 2020-2022 гг.

Подфакельные наблюдения

С целью получения информации о качестве атмосферного воздуха и оценки возможного влияния источников выбросов основных производственных объектов проводятся подфакельные наблюдения.

Программой мониторинга наблюдения проводились от источников факельного хозяйства КТЛ на расстоянии 0,5; 1; 2; 3; 4; 6; 8; 10 и 15 км с подветренной стороны и на расстоянии 16 км с наветренной стороны для получения фоновых значений концентраций исследуемых компонентов.

Наблюдения под факелом проводятся по следующим ингредиентам: диоксид азота (NO_2), диоксид серы (SO_2), окись углерода (CO), сероводород (H_2S), углеводороды предельные (C_1-C_{10}) и меркаптаны (RSH). Сравнение полученных результатов проводится с $ПДК_{рз}$ согласно действующим нормативным документам.

Сероводород

Динамика изменения концентраций сероводорода за 2020-2022 гг. приведена на рисунке 2.1.2.10. По всем постам наблюдений концентрации были на уровне или ниже нижнего предела обнаружения метода.

Превышение уровня $ПДК_{рз}$ (10,0 мг/м^3) не зафиксировано.

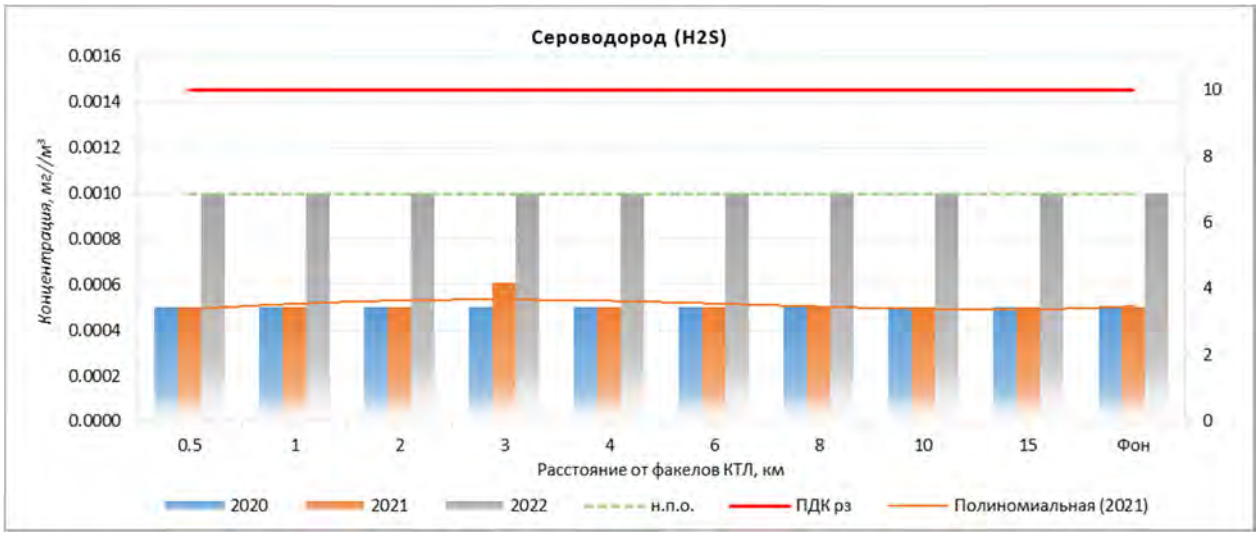


Рисунок 2.1.2.10. Концентрация сероводорода при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.

Диоксид серы

За анализируемый период наблюдений наибольшие концентрации диоксида серы наблюдались в 2022 году на расстояниях 0,5-1 км от факелов и составили 0,032-0,024 мг/м^3 (рис. 2.1.2.11).

В целом, за период 2020-2022 гг. концентрации диоксида серы были на уровне или ниже нижнего предела обнаружения метода.

Превышение уровня ПДК$_{рз}$ (10,0 мг/м^3) не зафиксировано.

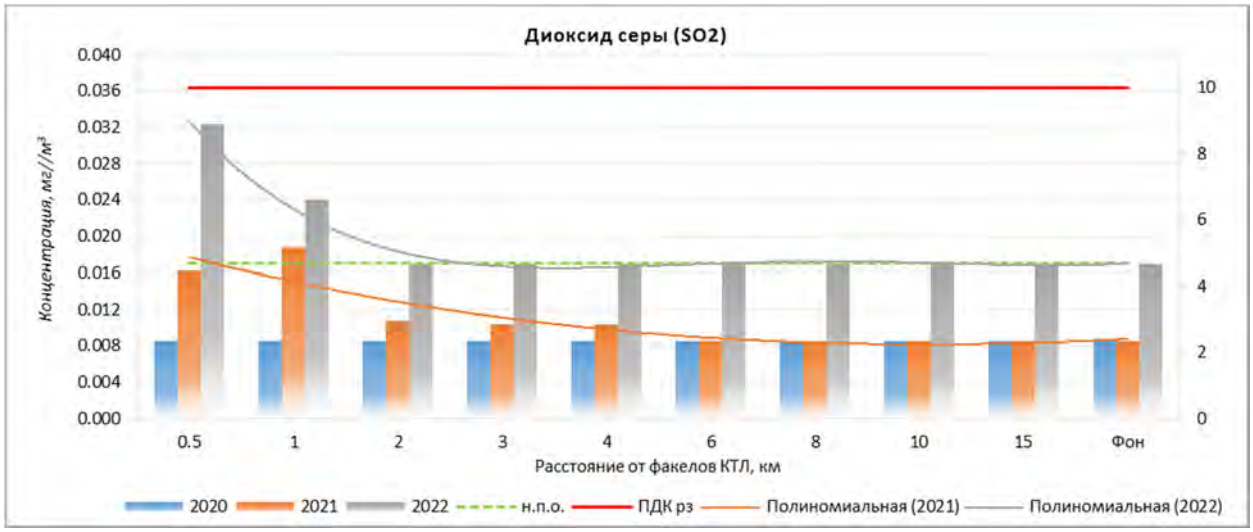


Рисунок 2.1.2.11. Концентрация диоксида серы при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.

Диоксид азота

За анализируемый период наблюдений наибольшая концентрация диоксида азота наблюдалась в 2022 году на расстоянии 0,5 км от факелов, и составляла – 0,02 мг/м^3. Наименьшая концентрация наблюдалась в 2021 году на расстоянии 4 км и составляла 0,0035 мг/м^3 (рис. 2.1.2.12).

Из рисунка видно, что в период 2020-2022 гг. наблюдалась тенденция к снижению концентрации диоксида азота далее 4 км, что подтверждается фоновыми показателями.

Превышение уровня ПДК$_{рз}$ (2,0 мг/м^3) не зафиксировано.

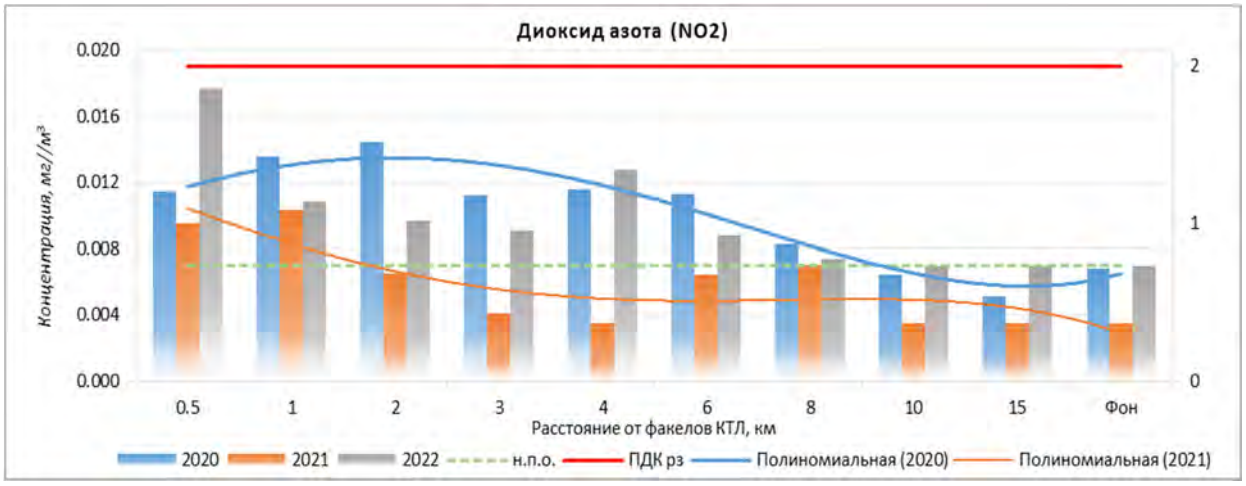


Рисунок 2.1.2.12. Концентрация диоксида азота при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.

Оксид углерода

За анализируемый период наблюдений концентрация оксида углерода находилась на уровне или ниже нижнего предела обнаружения метода (рис. 2.1.2.13).

Превышение уровня ПДК$_{рз}$ (20 мг/м^3) не зафиксировано.

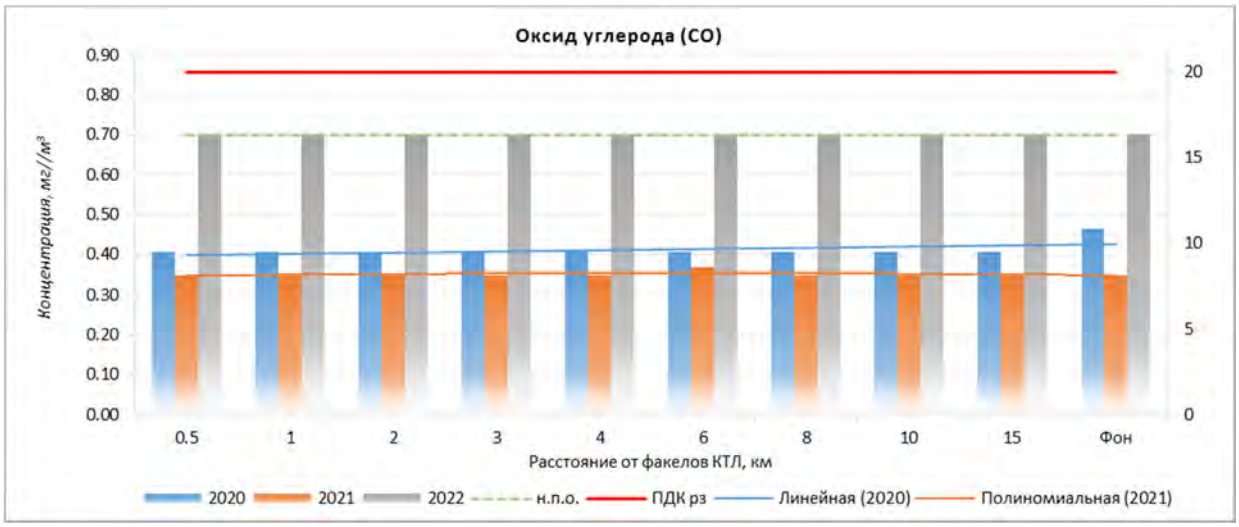


Рисунок 2.1.2.13. Концентрация оксида углерода при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.

Углеводороды предельные C_1-C_{10}

За анализируемый период наблюдений концентрация углеводородов C_1-C_{10} находилась на уровне нижнего предела обнаружения метода (рис. 2.1.2.14).

Превышение уровня ПДК$_{рз}$ (300 мг/м^3) не зафиксировано.

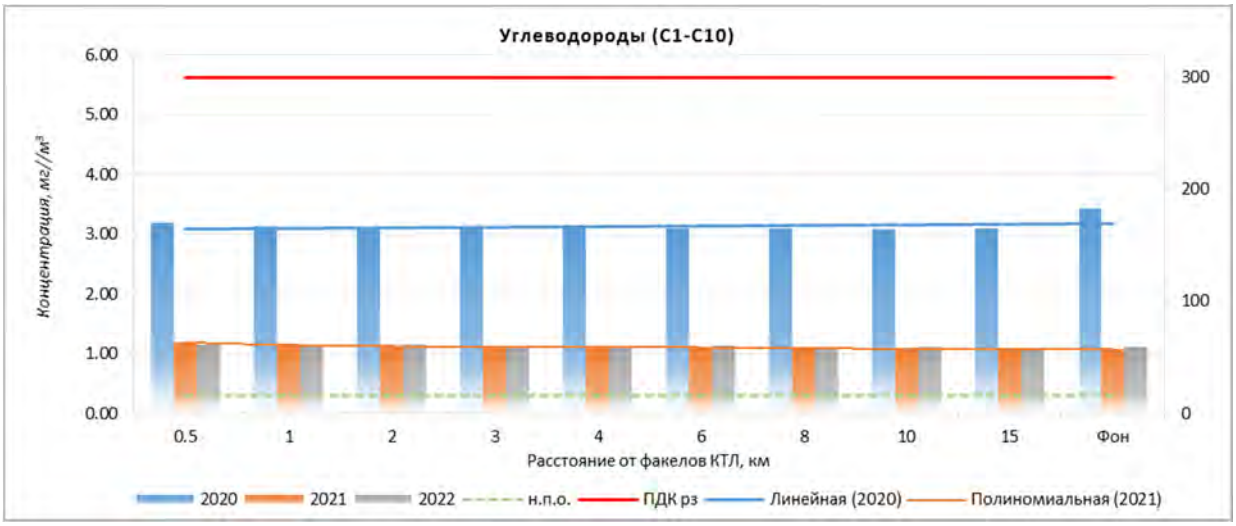


Рисунок 2.1.2.14. Концентрация углеводородов C_1-C_{10} при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.

Меркаптаны

В 2020-2022 гг. концентрация меркаптанов находилась на уровне или ниже нижнего предела обнаружения аналитического метода (рис. 2.1.2.15).

В целом, в период 2020-2022 гг. наблюдалась тенденция равномерного распределения концентрации меркаптанов по мере удаления от факелов КТЛ и соответствовала фоновым значениям. Превышения уровня ПДК$_{рз}$ (0,8 мг/м^3) не зафиксировано.

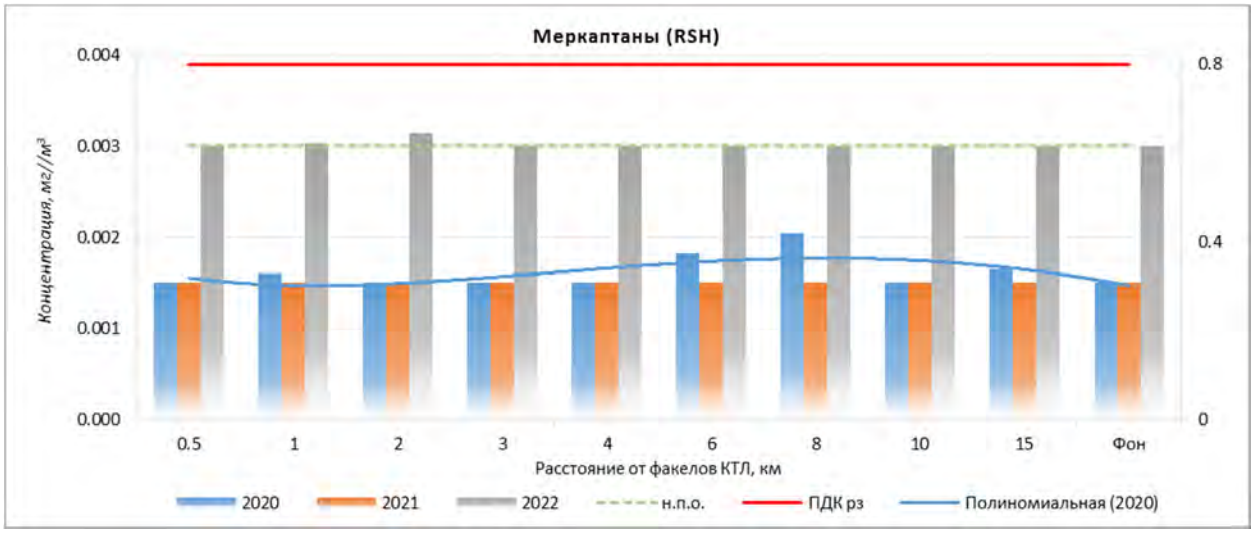


Рисунок 2.1.2.15. Концентрация меркаптанов при подфакельных наблюдениях за период 2020-2022 гг.

Результаты подфакельных наблюдений в период 2020-2022 гг. по анализируемым компонентам (H_2S, SO_2, NO_2, CH, CO, RSH) подтверждают, что зона влияния выбросов загрязняющих веществ от производственных объектов ТШО не распространяется за пределы границы установленной СЗЗ.

2.2. ГЕОМОРФОЛОГИЯ

Территория месторождения Тенгиз географически расположена в юго-восточной части Прикаспийской низменности и представляет собой слабоволнистую равнину, лежащую ниже уровня моря.

Район приурочен к поверхности новокаспийской морской террасы, представляющей собой равнину с незначительными соровыми понижениями и колебаниями отметок. Растительность полупустынного типа.

Кроме Тенгиза здесь находятся несколько других нефтяных, газовых и конденсатных месторождений, которые также приурочены к подсолевой толще. К ним относятся Карачаганак и Оренбургское месторождения на севере, Кенкияк и Жанажол на северо-западе, Астраханское месторождение на западе и месторождение Кашаган, расположенное непосредственно на северо-восточном шельфе Каспийского моря. Тенгизское месторождение является частью огромного кольцеобразного комплекса карбонатных построек диаметром 500 км, в который входят Королевское месторождение, месторождения Каратон, Тажигали, Пустынная и Кашаган.

В орографическом отношении территория, на которой расположено Тенгизское месторождение, представляет собой полупустынную равнину с незначительным наклоном в сторону Каспийского моря. Прибрежная часть суши представляет собой выравненное бывшее дно Каспийское моря с рыхлым верхним слоем, состоящим из ракушечного детрита и песка. С востока к месторождению подступают пески Каракума. Так же в восточной части месторождения имеются небольшие гряды субширотного простирания поднимающиеся на несколько метров над окружающей территорией.

Абсолютные отметки рельефа в среднем составляют минус 25 м.

2.3. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Водные объекты рассматриваемого региона представлены крупнейшим бессточным внутренним водоёмом в мире, из-за своих размеров, происхождения, глубины, солености и особенностей земной коры (океанического типа) названым Каспийским морем, реками Урал и Эмба, а также временными и, как правило, бессточными поверхностными водотоками – сорами и протоками.

К искусственно созданным водным объектам на территории ТШО относятся поля накопители и испарители сточных вод, производственного назначения.

2.3.1. Поверхностные водотоки

Территория месторождения характеризуется отсутствием постоянной речной сети. Ближайший водоток пресных вод – река Жем (Эмба) находится на расстоянии около 40 км севернее месторождения Тенгиз. Дамбовые сооружения, отделяющие территорию от сгонно-нагонных явлений Каспийского моря (подъёма воды), расположены на расстоянии около 7 км от месторождения. Река начинается на западном склоне Мугоджарских гор. На расстоянии 100 км от побережья Каспийского моря от реки отделяются три рукава. В межень рукава пересыхают, кроме протоки Куржем, сток по которой поддерживается дамбой на р. Эмбе. Средний годовой расход воды у гидропоста села Жаркамыс составляет около 9,0 $м^3/с$. Несмотря на относительно большой расход, р. Эмба редко доносит свои воды до Каспийского моря.

К крупным рекам региона относится река Урал (Жайык), проходящая через г. Атырау приблизительно в 185 км к западу от рассматриваемой территории. Основным источником пресной воды для данного района служит река Волга, расположенная приблизительно в 500 км по дороге к западу от месторождения Тенгиз.

Отличительной чертой рассматриваемой территории прикаспийской низменности является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные

участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется и оставляет грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

В пределах территории ТШО водотоков с постоянным стоком нет, но здесь находится много бессточных понижений и пересыхающих остатков древних русел, основные из них Мергень, Ханки, Сармис, поверхностный сток осуществляется в них лишь весной и осенью.

На рассматриваемой территории наиболее крупной лощиной является Мерген. Водоток собирает микроручейковые воды и воды соровых понижений на рассматриваемой территории. Сток в Мерген поддерживается также за счет разгрузки грунтовых вод. Русло протоки Мерген берет начало на расстоянии 1 км к востоку от Королевского месторождения и проходит в 1,5 км от взлетно-посадочной полосы до участка ГПЗ. Лощина Мерген не имеет связи с Каспийским морем. В настоящее время лощина разделена сооружениями инфраструктуры на отдельные бессточные понижения.

В юго-западной части территории, на расстоянии 7-10 км от месторождения Тенгиз, расположена протока Большая Прорва, ограниченная с востока дамбой, длиной около 10 км, в которой вода появляется во время снеготаяния, ливней и сильных морских нагонов. Воды поверхностного стока текут в сторону Каспийского моря. Через русло протоки, в северо-западной части, оператором месторождения Морское, сооружён переезд.

Воды поверхностного стока текут в сторону Каспийского моря. Водоток дренирует территорию месторождения, ограниченную защитной дамбой. В нижнем бьефе защитной дамбы имеется большое количество плесов глубиной 1-2 м, в которых вода сохраняется в течение летнего периода. В верхнем бьефе, в его придамбовой части, также встречаются понижения, заполняемые водой во время снеготаяния и, возможно, во время нагонных явлений. Многие понижения обязаны своим происхождением экскавационным работам для сооружения дамбы.

2.3.2. Каспийское море

Каспийское море представляет собой уникальный внутриконтинентальный водоем, расположенный в центре Евразии. Береговая линия моря служит границей для пяти стран (Казахстан, Туркменистан, Иран, Азербайджан и Россия). Протяженность Каспия с севера на юг составляет 1200 км, ширина находится в пределах от 196 до 435 км.

Площадь Каспийского моря составляет около 376020 км^2, объем – 78200 тыс.м^3. Максимальная глубина Каспия – 1025 м, средняя глубина – 208 м. Площадь водосбора составляет около 3,1 млн. км^2, из которых 29,4 % приходится на бессточные области. Общая протяженность береговой линии Каспия – 7 тыс. км, в пределах территории Казахстана около 2,32 тыс. км.

Реки составляют самый важный фактор общего водного баланса Каспийского моря. В Каспий впадает около 130 больших и малых рек, почти все из них впадают через северное и западное побережье. Порядка 90% впадающей пресной воды обеспечивается пятью самыми крупными реками: Волга (241 км^3), Кура (13 км^3), Терек (8,5 км^3), Урал (8,1 км^3), Сулак (4 км^3). Море также питается за счет дождевых вод, общий объем дождевой воды, попадающей на поверхность моря, составляет 200 мм в год.

Каспий делится на три естественных физико-географических региона: Северный, Центральный и Южный. Территория Партнерства ТШО расположена на северо-восточном побережье Северного региона Каспия.

Северная часть Каспия представляет собой обширный мелководный регион. Основным фактором, определяющим гидролого-гидрохимический режим Северного Каспия, является сток рек Волги и Урала. Северо-Восточный Каспий имеет свои гидрологические особенности, которые связаны с его мелководностью, зависимостью от силы и направления ветра, взаимодействием с пресным стоком Урала и Волги и подтоком соленых вод из Среднего Каспия, высокой испаряемостью воды, быстрым прогреванием и охлаждением водных масс. Все это сказывается на природных условиях прибрежных районов моря.

Восточная часть Северного Каспия мелководна с низменным побережьем и малыми уклонами дна. Здесь средняя глубина составляет 2 м, а максимальная, в районе Уральской Бороздины, 8-10 м. Рельеф дна осложнен наличием банок, островов, бороздин. Восточная часть является полузамкнутым водоемом, гидрологический режим которого формируется в условиях континентального, аридного климата и определяется стоком вод рек Урала и Волги. Данная часть практически изолирована от непосредственного влияния вод Среднего Каспия.

2.3.2.1. Уровень Каспийского моря

Сведения об уровне моря за период с 2019 по 2022 годы, приведены по данным «Координационного комитета по гидрометеорологии и мониторингу загрязнения Каспийского моря (КАСПКОМ)» и «РГП Казгидромет».

Уровень Каспийского моря, как замкнутого водоема, в отличие от колебаний уровня в морях, подвержен значительным многолетним, межгодовым и сезонным колебаниям. Данные колебание уровня относятся к типу объемных колебаний. Они отражают изменение объема водных масс в котловине моря, имеют относительно одинаковую величину для любого пункта моря и обычно они носят медленный, относительно плавный характер. Эти колебания создают фон, на котором развиваются кратковременные, резкие деформационные колебания уровня моря (сгонно-нагонные явления).

За историческое время (2 тыс. лет) диапазон изменения среднего уровня Каспийского моря составил 7 м – от минус 32,0 м до минус 25,0 м. Минимальный уровень в последние 2000 лет был во время дербентской регрессии (VI-VII века н.э.), когда он снижался до минус 32,0 м. За время, прошедшее после дербентской регрессии, средний уровень моря изменялся в еще более узком диапазоне – от минус 30,0 м до минус 25,0 м.

В конце прошлого столетия отмечалось повышение уровня моря (максимальное значение - минус 26,6 м отмечалось в 1995 г.). Наиболее явное последнее снижение уровня моря по данным РГП Казгидромет, Бюллетеням КАСПКОМ фиксируется с 2006 г. (рис. 2.3.2.1). В 2015 году уровень моря составил уже минус 27,89 м. Фоновый среднегодовой уровень Каспийского моря в 2016 и в 2017 гг. составил -27,99 м, что на 10 сантиметров ниже чем в 2015 году.

По спутниковым данным, и по данным наблюдений на прибрежных постах, средний уровень Каспийского моря в 2017 году практически не изменился относительно предыдущего года, оставшись на отметке, близкой к нулю (-28,0 м).

Уровень Каспийского моря в 2019 г. по сравнению со средним годовым уровнем 2018 г. (-28,03 м) снизился примерно на 17 см и составил -28,20 м. В 2020 году уровень практически не изменился.

В целом, в последние годы наблюдается тенденция устойчивого снижения уровня моря. Динамика изменения уровня Каспийского моря начиная с 1992 до середины сентября

2020 гг. по данным Морской службы спутникового мониторинга Copernicus Marine Environment Monitoring Service (CMEMS) приведена на рис. 2.3.2.1.

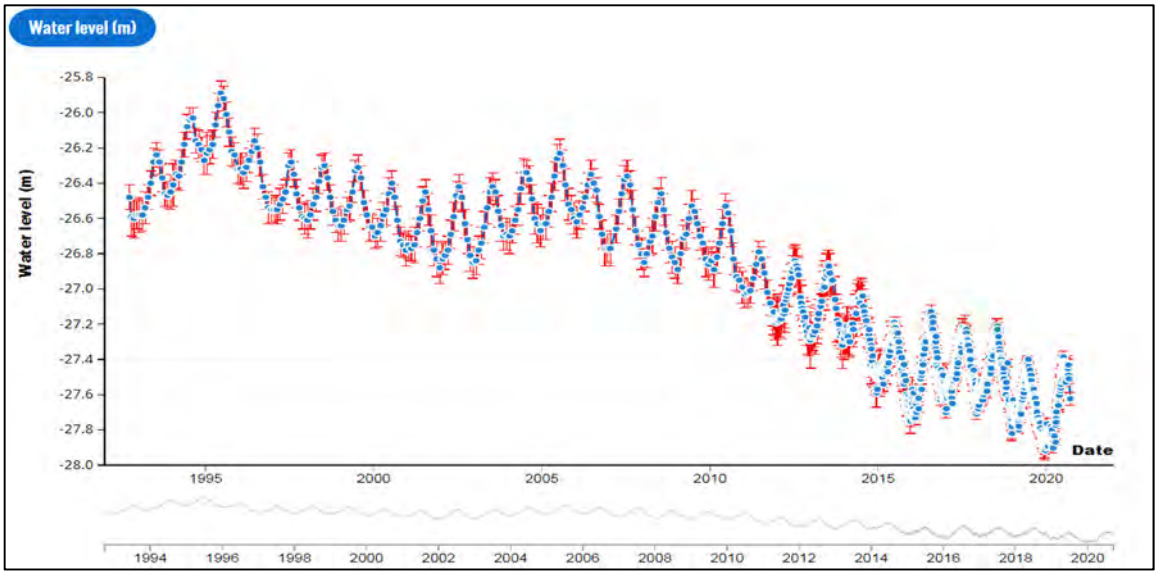


Рисунок 2.3.2.1. Динамика изменения уровня Каспийского моря в период с 1992 по 2020 гг.

На пике сезонного хода в июле 2021 года уровень Каспийского моря был более чем на 20 см ниже отметки июля предыдущего года (-28,26 и -28,02 м соответственно) (рисунок 2.3.2.2).

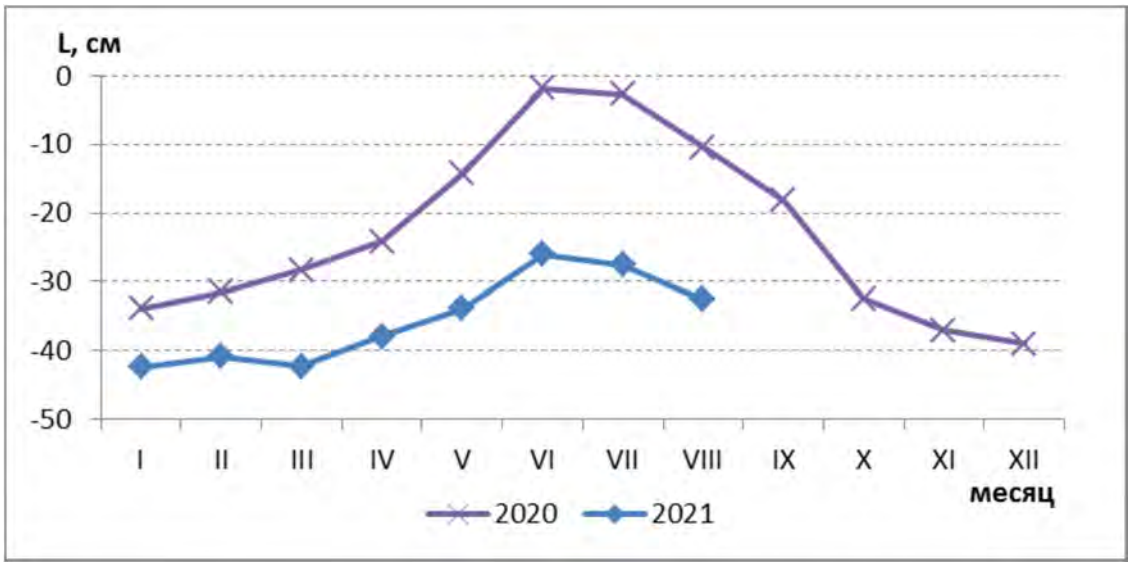


Рисунок 2.3.2.2. Сезонный ход уровня Каспийского моря в 2021 г. в сравнении с 2020 г.

Последние два года уровень Каспийского моря также снижается. На пике сезонного хода в июне 2022 года уровень Каспийского моря был на 25 см ниже отметки июня предыдущего года (-28,51 и -28,26 м соответственно).

Основной причиной снижения уровня является низкий сток реки Волги, наблюдаемый второй год подряд (2021 и 2022 годы).

Ход уровня Каспийского моря в течение последних двух лет можно проследить также по спутниковым данным CMEMS – Copernicus Marine Environment Monitoring Service (рисунок 2.3.2.3).

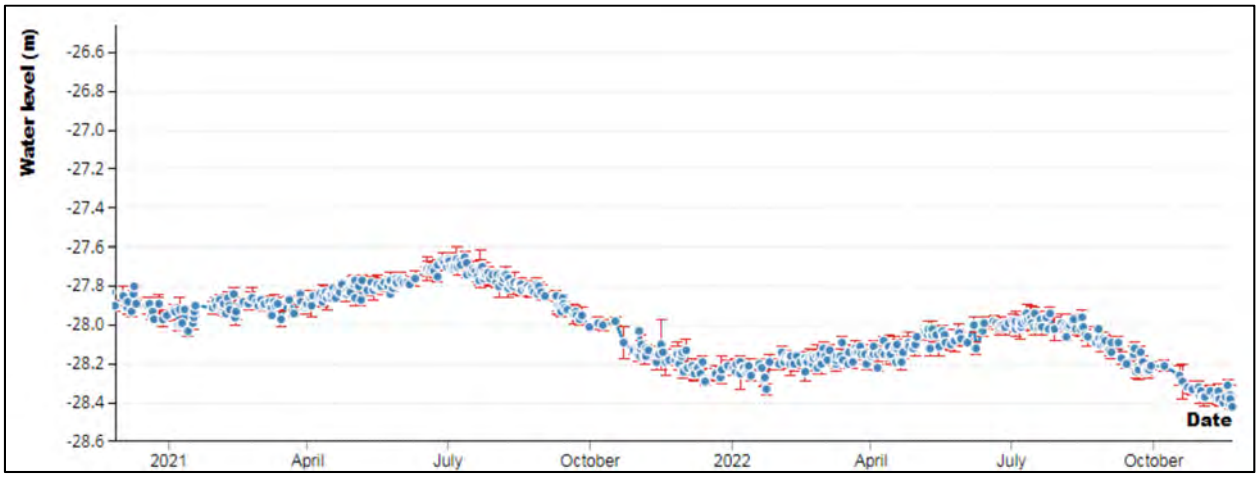


Рисунок 2.3.2.3. Сезонный ход уровня Каспийского моря в 2021 и 2022 гг.

Уровень моря продолжает снижаться и, по состоянию на январь 2022 г., составлял минус 28,33 м.

В северной части Каспийского моря по оперативным данным морских станций и постов (Пешной, Жанбай, Кулалы остров, Тюлений (Росгидромет)), среднее значение уровня моря соответствовало отметке минус 28,44 м.

По оперативным данным морских станций и постов (Форт-Шевченко, Актау, Фетисово и Махачкала (Росгидромет)) среднее значение уровня Каспийского моря, соответствовало отметке минус 28,75 м, максимальное минус 28,45 м, минимальное минус 29,41 м.

Сгонно-нагонные явления

На Казахстанском побережье Каспийского моря, вследствие обширного прибрежного мелководья и сильных ветров, создаются условия для развития значительных сгонно-нагонных колебаний уровня моря. В прибрежной зоне Северо-восточной части Каспийского моря в отличие от остальной части моря происходят наиболее существенные изменения гидролого-морфологических, гидрохимических и экологических процессов. Здесь, в среднем, в месяц отмечается 3-4 нагона и 4-5 сгонов, поэтому 80-85 % времени береговая черта у восточного побережья Северного Каспия неустойчива и практически все время мигрирует.

Сгонно-нагонные колебания уровня моря связаны с движением вод, возникающим в результате так называемого тангенциального трения между воздушным потоком и водной поверхностью, ограниченной береговой чертой. Трение между воздухом и водой при ветре создает поток воды, движущейся в направлении действия ветра в мелководных районах моря или под углом до 90° относительно направления ветра в глубоководных районах. Принесенная ветром вода скапливается у берега, тем самым, поднимая здесь уровень моря. Если берег пологий, то нагонная вода, растекаясь, заливает значительную часть прибрежной зоны.

На фоне высокого стояния среднего уровня моря кратковременные сгонно-нагонные явления более активно воздействуют на побережье.

Нагоны и, соответственно, перемещения береговой линии изменяются в зависимости от направления ветра. Морская вода может продвигаться в глубь побережья на 15-25 км и сохраняться в понижениях до 20 дней. Средняя продолжительность сгонов и нагонов составляет 10-12 часов, в редких случаях до 3-4 дней при максимальной скорости 10-20 м/с. Высота нагонов колеблется от 0,5 до 2,0 и более метров.

Северо-восточное побережье характеризуется большими нагонами, росту амплитуды которых способствуют штормовые ветра. Максимальное количество сильных штормов (79 %) приходится на холодную половину года (ноябрь – апрель), когда на ветровой режим оказывает влияние сибирский антициклон.

С целью защиты нефтяных месторождений от нагонных явлений Каспийского моря, в прибрежной зоне вдоль береговой линии в 1990-1992 гг. была сооружена дамбовая система общей протяженностью 160 км и высотой до 5 м, которая защищает от затопления не только Тенгизское, но и ряд других месторождений, расположенных южнее и севернее. Дамба выполняет также и природоохранные функции, предотвращая возможный вынос загрязняющих веществ в акваторию прибрежной части моря с одной стороны и защищая от нагонной воды местообитания животных в сопредельной солончаковой пустыне, с другой стороны.

Атмосферные осадки

Для Северо-Восточного побережья Северного Каспия характерен континентальный тип годового хода осадков. Наибольшее количество осадков выпадает в летние месяцы. Максимум осадков в этой части моря отмечается в июне-сентябре (15-17 мм в месяц). Минимальным количеством осадков характеризуется январь – февраль (около 10 мм в месяц), когда над северной частью Казахстана преобладает антициклон – область повышенного атмосферного давления.

Наибольшая среднемесячная продолжительность выпадения осадков приходится на осенне-зимний период (до двух суток). Летом среднемесячная продолжительность осадков гораздо меньше, чем в холодный период (4-10 ч.). В осенне-зимний период преобладают преимущественно осадки обложного характера. Максимальная продолжительность непрерывных дождей составляет от пяти до семи суток зимой и 1-2 суток – летом. Общая продолжительность осадков за год составляет в среднем около 15 суток.

Ледовый режим

Каспийское море относится к морям с сезонным ледовым покровом и отличается большой пространственно-временной неоднородностью развития ледовых процессов. В холодное полугодие восточная часть северного Каспия находится под преобладающим воздействием отрогов Сибирского антициклона и ветров восточных румбов. К востоку от Северного Каспия расположены быстро охлаждающиеся осенью полупустыни и степи Казахстана, где зимой отмечаются сильные морозы, поэтому восточная часть Северного Каспия – самый холодный район моря.

Ежегодно большая часть Северного Каспия покрывается льдом, который появляется в ноябре (рис. 2.3.2.4). В суровые зимы лед покрывает всю поверхность северного Каспия. Окончательное очищение ото льда восточной части Северного Каспия происходит в конце марта - начале апреля, а в холодную зиму во второй половине апреля, а в аномально теплую зиму лед сходит уже в конце февраля. Среднее число дней со льдом на северо-восточной части Северного Каспия составляет 150.

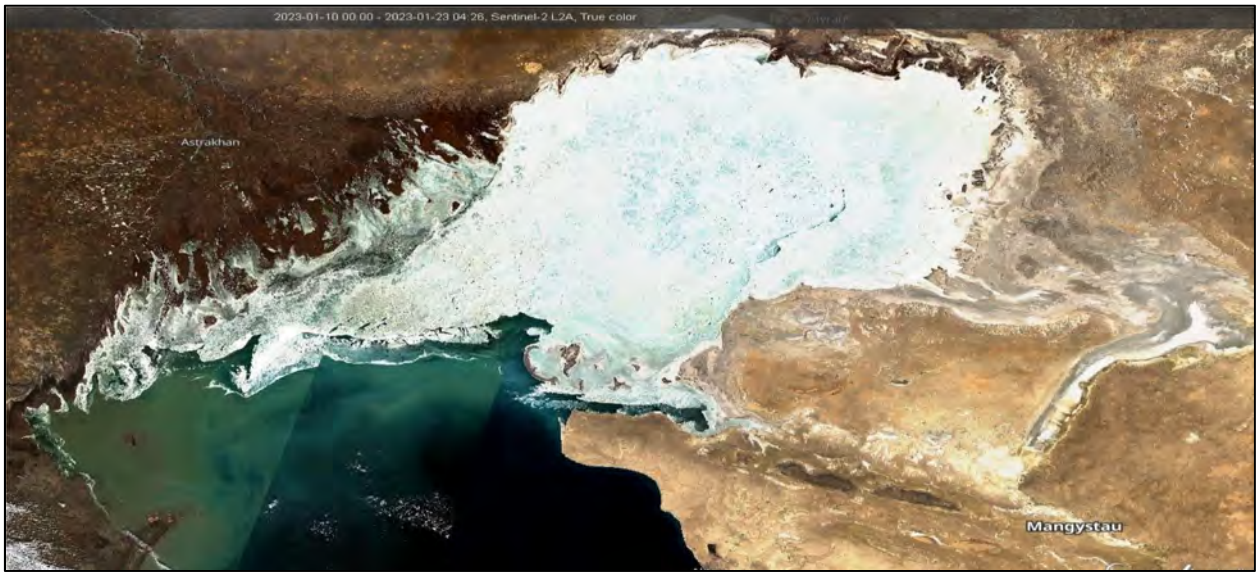


Рисунок 2.3.2.4. Космический снимок ледовой обстановки Каспийского моря, 23 января 2023 г. со спутника Sentinel

2.3.2.2. Качество морской воды

В настоящее время качество морской воды Каспийского моря связано с загрязнением вод в результате поступления загрязняющих веществ из Волги, Урала и других рек, впадающих в Каспийское море, жизнедеятельностью прибрежных городов, а также затоплением отдельных объектов в связи с изменением уровня Каспийского моря. Сгонно-нагонные явления, развитые в восточном секторе Северного Каспия, обуславливают вынос в море нефтепродуктов и других загрязняющих веществ с береговых месторождений подсолевой добычи и затопленных скважин.

Акватория Северного Каспия давно превратилась в район интенсивной добычи углеводородного сырья. В данной части Каспия сосредоточены крупные морские нефтяные месторождения, такие как Западный и Восточный Кашаган, Жамбай, Актоты, Кайран. На шельфе и в прибрежной зоне Каспийского моря ведутся геологоразведочные работы и добыча нефти, по акватории проходят интенсивные транспортные пути, соединяющие районы добычи с портами.

Компания Тенгизшевройл не осуществляет свою деятельность в акватории Каспийского моря. Территория ТШО отделена дамбой, исключающей водообмен поверхностного стока с территории и морских вод. Ниже дана краткая характеристика качества морской воды на основе данных исследований третьих сторон.

Систематические токсикологические исследования вод бассейна Северного Каспия проводятся в рамках государственного мониторинга на станциях РГП «Казгидромет».

Ниже приводится краткая характеристика качества морской воды на основе данных морских исследований. Для характеристики качества морской воды Северо-восточной части (СВ) Каспийского моря использованы результаты исследований, проведённых:

- весной 2013 г. в ходе фонового мониторинга (Фоновые экологические исследования…, 2013);
- мониторинга морской среды и биоразнообразия, проведенного для морского маршрута транспортировки грузов (CaTRo) в период с 2013 по 2020 год, разработанного в рамках Проекта будущего расширения – Проекта управления устьевым давлением (ПБР-ПУУД) на Тенгизском нефтеносном и месторождения в западном Казахстане.

Согласно ст. 39 Закона РК от 9 июля 2004 г. № 593-II «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» (*с изменениями на 01.07.2018 г.*) Каспийское море можно отнести к рыбохозяйственным водоемам и критерием для оценки качества его воды могут являться нормативы ПДК, приведённые в «Обобщённом перечне предельно-допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) вредных веществ для воды рыбохозяйственных водоемов».

ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) является совместным предприятием, созданным в 1993 году для разработки нефтяного месторождения Тенгиз в западном Казахстане на северо-восточном побережье Каспийского моря. ПБР-ПУУД был создан ТШО как крупное расширение существующих объектов месторождения Тенгиз, предназначенное для увеличения добычи сырой нефти с 27 миллионов тонн в год (млн тонн в год) до 39 миллионов тонн в год. CaTRo (Проект) был создан для обеспечения морского доступа для судов, перевозящих модули, к новому разгрузочному сооружению в Прорве на северо-восточном побережье Каспийского моря, к югу от Тенгиза (район Проекта), откуда модули доставлялись по суше по автодороге к существующему нефтегазовому объекту на Тенгизе. Строительство морского подъездного канала велось в период с 2015 по 2017 год, а операции по доставке грузов проводились в период с 2018 по 2020 год. Район морского развития CaTRo показан на рисунке 2.3.2.5.

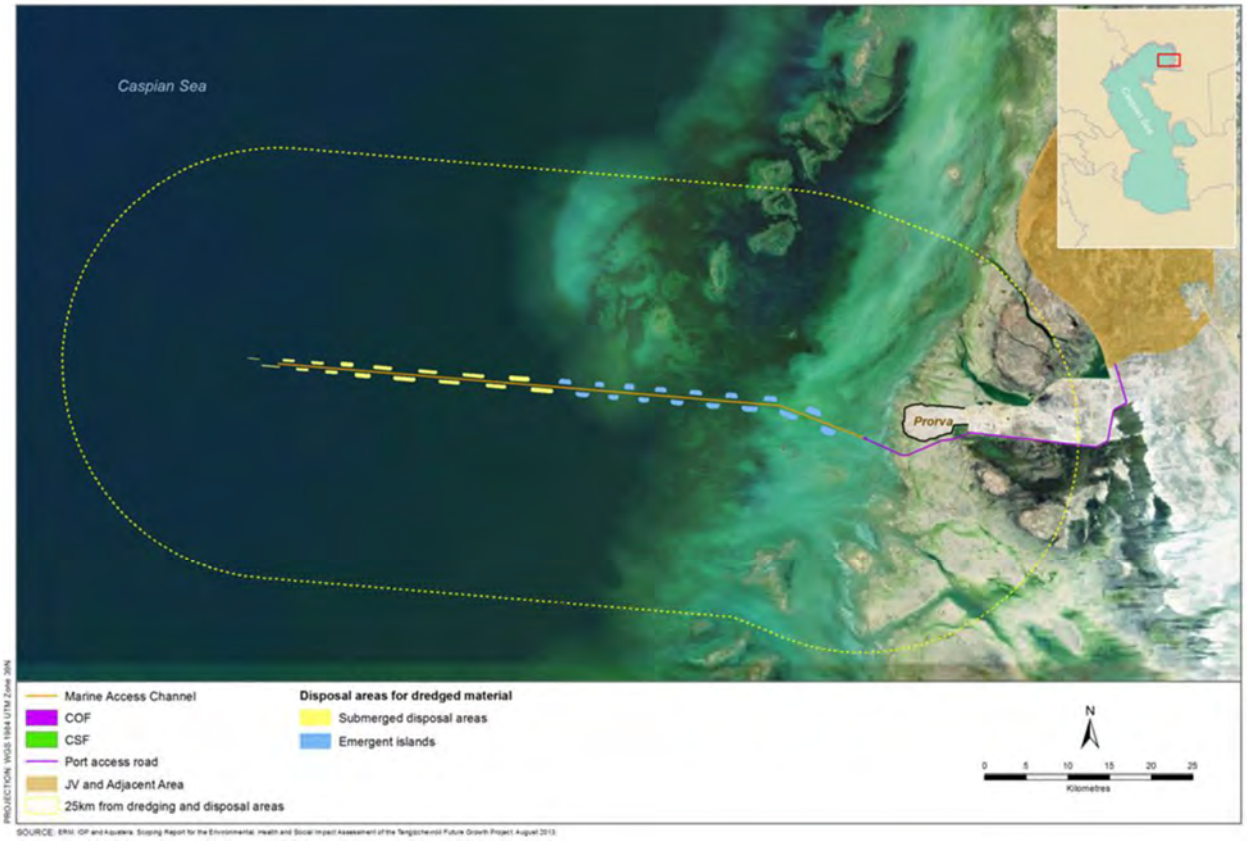


Рисунок 2.3.2.5. Район морского развития CaTRo

В настоящее время транспортировка модулей для проекта ПБР завершена. Все обязательства по эксплуатации канала принадлежат компании ТОО "ТенизСервис", которая является собственником канала.

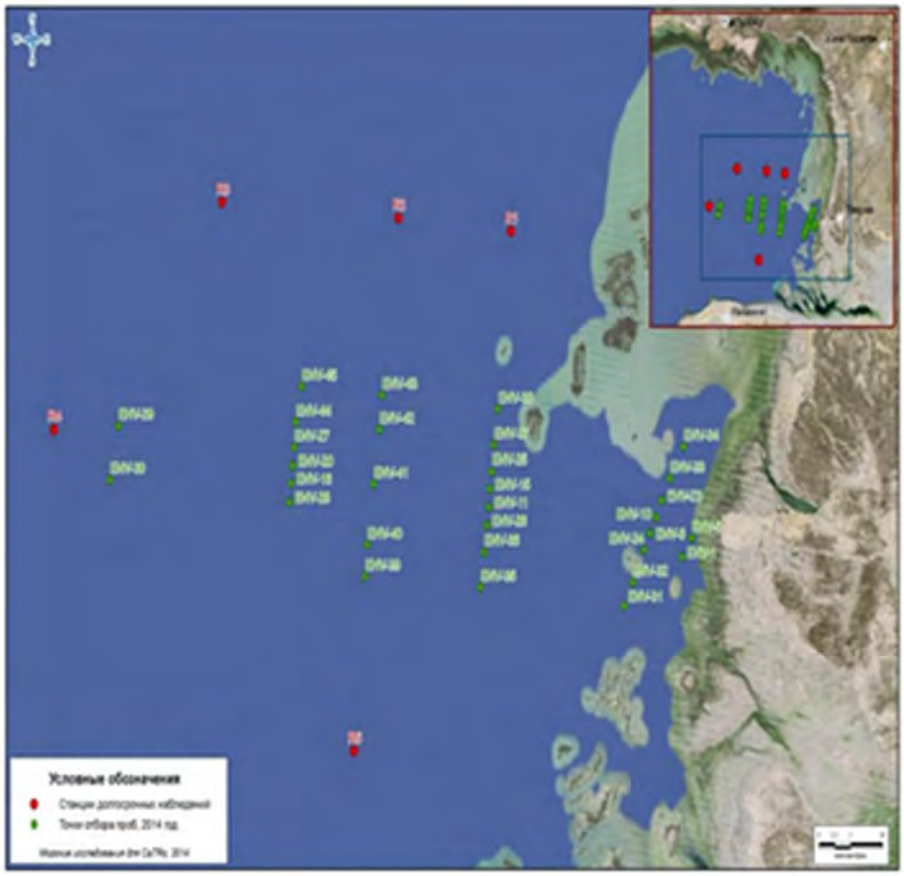


Рисунок 2.3.2.6. Схемы расположения станций отбора проб морских вод
а) станции 2008-2013 годов; б) станции 2014-2017 гг.

Программой морского мониторинга с 2014 по 2017 год руководило Казахстанское агентство прикладной экологии при поддержке GEOKEN и ООО «Гравити Консалтинг». С 2018 по 2020 год мониторинг проводила компания Aquaterra при поддержке Semarco.

Базовые измерения солености, растворенного кислорода, pH, температуры и мутности в водной толще перед разработкой проводились один раз в год на 30 станциях через каждый километр вдоль большей части морского подходного канала с 2013 по 2014 год. С 2015 по 2018 год количество проб варьировалось, с измерениями, проведенными между 14 и 30 базовыми и эталонными станциями. Химико-аналитические работы, включая обработку проб донных отложений, проводились в лаборатории Fugro-EMU в Великобритании в период с 2015 по 2017 год. Анализ морской воды проводился в Химико-аналитическом центре (ХАЦ) КАПЭ в период с 2015 по 2017 год. В 2019 и 2020 годах, измерения качества воды проводились во время операций по отбору проб рыбы, проводимых в рамках мониторинга.

В отчетах о мониторинге сделан вывод о том, что результаты были схожими между годами, включая исходные данные перед строительством, исследования по мониторингу строительства и во время эксплуатации, а также по сравнению с предыдущими наборами данных с базовых станций за пределами проектной зоны в более широкой северо-восточной части Каспийского моря. Данные, собранные в период с 2013 по 2020 год, показаны для сравнения в таблице 2.3.2.1.

Измерения 2016 года были собраны позже, чем обычно, и это нашло отражение в зарегистрированных более низких температурах воды. Пониженные измерения растворенного кислорода, зарегистрированные в 2017 и 2018 годах, вероятно, связаны с явлениями нагона и отступления (высокий устойчивый ветер в мелководных водах Северо-

Восточного Каспия в направлении или от проектной зоны и береговой линии Прорвы). В 2019 году данные о растворенном кислороде не собирались из-за неисправности зонда, но в 2020 году уровни растворенного кислорода были самыми высокими, зарегистрированными с начала морских строительных работ. Измерения pH воды, зарегистрированные в 2020 году, были несколько ниже, чем обычно для этой части Северо-Восточного Каспия, хотя в отчете о мониторинге указано, что это может быть результатом различий в калибровке датчиков в 2020 году.

Таблица 2.3.2.1 Гидрохимические и гидрофизические параметры воды, 2013-2020 гг.

Период	Параметры						
	DO/ растворенный кислород, мг/дм^3	pH	SAL/ соленость, ‰	TEMP/ температура, C°	COND /проводимость, mS/cm	TURB/ мутность, NTU	Взвешенные вещества, мг/дм^3
2013	8-13,9	8,2-8,9	9,3-11,1	18,4-23,8	-	30-76	5,0-12,2
2014	8.4-12.2	7,9-8,5	13,3-14,6	12,6-16,7	-	6-119	5,0-14,3
2015	11-11,9	8,1-8,9	8,5-9,9	6-18,5	-	37-209	-
2016	8,6-10	8,2-8,6	7,6-8,2	3-16	-	28-128	-
2017	6,2-7,3	8,6-9,4	8,6-12	19-25	-	15-165	-
2018	6,5-9,7	8,2-9,1	9,1-11,2	24-25	-	3-140	-
2019	-	8,3-8,8	9,3-10,1	23-26	-	25-135	-
2020	10,11,2	7,4-7,9	10,1-10,5	24-28	-	11-93	-

С 2018 по 2020 год в течение части или всего сезона доставки модулей проводился непрерывный мониторинг качества воды на Грузоотгрузочном комплексе (ГОК). В 2018 году на ГОК был установлен датчик качества воды для сбора данных о качестве воды на глубине примерно 4,5 м (1,5 м над морским дном). Сводка результатов по солености, pH, температуре и растворенному кислороду в ГОК представлена в таблице 2.3.2.2. Результаты во многом сопоставимы по годам исследования. Результаты, собранные в течение всех сезонов каждого года, показали четкие сезонные колебания каждого из изучаемых параметров. Замеры пониженного содержания растворенного кислорода были зарегистрированы в начале июля 2018 года, а в 2019 году падение содержания растворенного кислорода было зафиксировано в период с конца августа до середины сентября. Эти колебания качества воды были связаны с нагонными и отступающими явлениями (например, в середине мая, начале июля и середине августа), что привело к уменьшению циркуляции воды во внутренних участках Морского канала.

В 2019 году падение содержания растворенного кислорода соответствовало увеличению ухода рыб, зафиксированной МФО в апреле и июле в районе Морского подходного канала. Было установлено, что уход, вероятно, был связана с тем, что рыба попала в ловушку на мелководье и подверглась воздействию высоких температур и связанного с этим истощения растворенного кислорода, что было зафиксировано в ходе мониторинга качества воды.

График за 2019 год, показывающий это снижение содержания растворенного кислорода, приведен для справки на рис. 2.3.2.7.

Таблице 2.3.2.2 Сводка результатов по солености, pH, температуре и растворенному кислороду в ГОК

	Соленость (PSU)	pH	Температура (град. C)	Растворенный кислород (мг/л)
2018 (8 Июля – 29 Октября)				
Минимум	6.7	8.4	9.6	0.1
Среднее	10.2	8.6	20.6	5.3
Максимум	15.8	8.8	30.6	9.5

	Соленость (PSU)	pH	Температура (град. C)	Растворенный кислород (мг/л)
2019 (22 Апреля – 28 Сентября)				
Минимум	8.2	8.0	9.7	0.4
Среднее	13.1	8.5	23.7	6.3
Максимум	21.2	9.9	30.3	15.2
2020 (8 Июня – 4 Сентября)				
Минимум	7.7	8.1	19.5	0.0
Среднее	14.1	8.7	25.6	4.6
Максимум	23.0	9.6	30.2	15.4

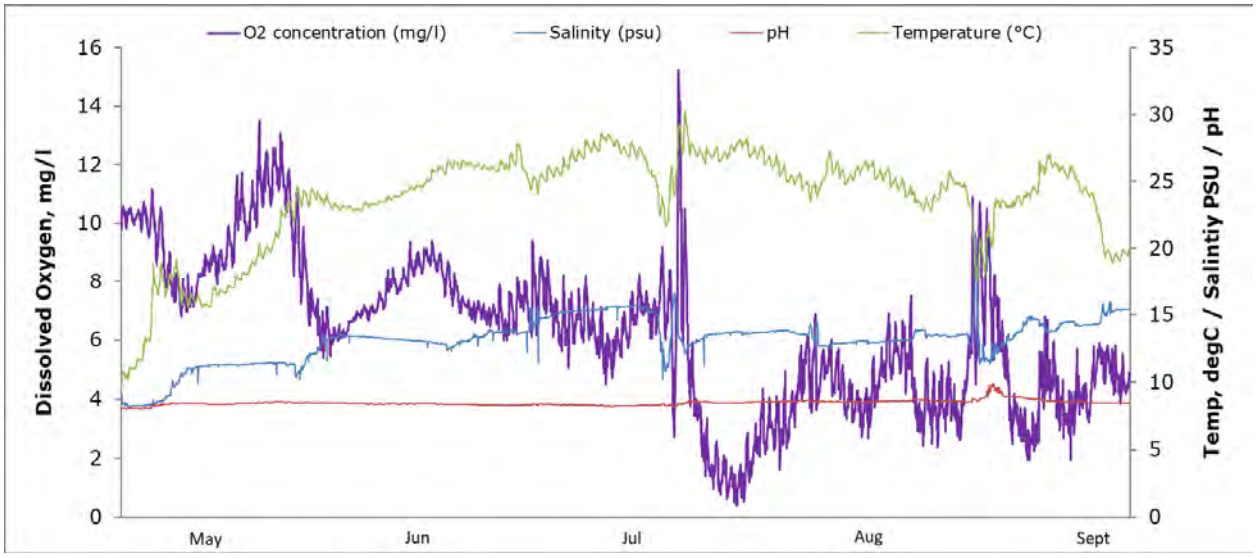


Рисунок 2.3.2.7. ГОК, Измерения качества воды 2019

Кроме того, в 2018-2020 годах был проведен отбор проб водной толщи на металлы и углеводороды в ГОК, а в 2019 и 2020 годах — в дополнительных точках вдоль Морского подходного канала. Четыре набора ежемесячных проб воды были отобраны на поверхности и на средней глубине в трех местах в поворотном бассейне ГОК. Отбор проб в 2020 году был отложен из-за ограничений, связанных с пандемией COVID-19. Концентрации большинства металлов были низкими и приближались к пределу обнаружения для используемого анализа. Концентрации некоторых металлов; меди, железа, свинца и цинка превышали ПДК (предельно допустимые концентрации), используемые для оценки потенциального вреда окружающей среде. В отчетах о мониторинге сделан вывод о том, что более высокие, чем ПДК, уровни железа, вероятно, были связаны с наличием более высоких концентраций зарегистрированных взвешенных отложений или из-за операций на грузоотгрузочном комплексе, и это может иметь место для меди и свинца, которые также превысили ПДК. Концентрации углеводородов в 2018-2020 гг. колебались от <0,005 до 0,132 мг/л, но средние концентрации были типичны для фоновых уровней в районе CaTRo (около 0,05 мг/л). Сводка результатов, собранных за каждый год, показана в таблице 2.3.2.3.

В анализе использовались измеренные «общие» концентрации металлов (как растворенных, так и связанных с взвешенными частицами). В 2020 году был проведен дополнительный анализ как фильтрованных, так и нефильтрованных образцов для количественного определения доли растворенных и нерастворенных (например, твердых) металлов. Результаты показали, что концентрации растворенных металлов в целом сопоставимы с «общими» концентрациями металлов, что указывает на то, что металлы, связанные с взвешенными частицами, не вносят большого вклада в общие концентрации металлов. Этот результат мог быть связан с обычно очень низкими концентрациями металлов в большинстве образцов, близкими к пределу обнаружения для используемого анализа.

В целом, приведенное содержание тяжелых металлов в воде в сравнении с ранее проводимыми исследованиями на Северном Каспии находятся в пределах многолетней естественной изменчивости (Атлас Атырауской обл., 2014, Монография, 2022).

Таблица 2.3.2.3 Данные о пробах воды на металлы и нефтепродукты 2018--2020 гг.

Параметры	Концентрации, выраженные в мг/л						
	ПДК	2018		2019		2020	
		% результатов, превышающих ПДК	Средняя концент-рация	% результатов, превышающих ПДК	Средняя концент-рация	% результатов, превышающих ПДК	Средняя концент-рация
Мышьяк	0,010	0	<0,005	0	-	0	-
Кадмий	0,010	0	<0,0001	0	-	0	-
Общий хром	-	-	0,006	-	-	-	-
Ртуть	0,0001	-	-	0	-	0	-
Медь	0,005	50	0,009	<1	-	9	0,003
Железо	0,050	25	0,245	78	0,140	83	0,083
Свинец	0,010	0	0,009	39	0,013	0	-
Никель	-	-	0,014	-	-	-	-
Цинк	0,050	-	0,021	0	-	0	-
Нефтепро-дукты	0,050	-	0,039	54	0,05	69	0,062

Результаты качества воды в Морском подходном канале указывают на диапазон значений большинства параметров до и во время строительства Морского подходного канала, а также во время операций по доставке модулей, что указывает на степень естественных колебаний. Самые высокие значения мутности были зарегистрированы в течение первого года строительства, при этом результаты также показали повышенные уровни в годы, когда проводились капитальные или ремонтные дноуглубительные работы (2015-2019 годы). Это соответствует прогнозам увеличения рассеивания отложений и незначительного снижения качества воды. Тем не менее, результаты качества воды предполагают возвращение к исходным уровням в последний год эксплуатации (2020 г.), когда не проводились ремонтные дноуглубительные работы, что согласуется с прогнозами ОВОС в отношении краткосрочных воздействий во время дноуглубительных работ. В годовом отчете о мониторинге за 2020 г. сделан вывод о том, что снижение содержания растворенного кислорода, например, зарегистрированное при мониторинге морского канала в 2017 г. и при мониторинге ГОК в 2018-2020 гг., вероятно, связано с событиями отступления (наблюдаемыми на спутниковых снимках), что привело к сокращению циркуляции воды во внутренних участках морского подходного канала, при этом мелководье становится обедненным кислородом.

Мониторинг воды в ГОК в 2018 году выявил несколько более высокие концентрации металлов, чем фоновые, в пробах воды, отобранных в поворотном бассейне ГОК. Концентрации некоторых металлов; содержание меди, железа и свинца было выше ПДК (предельно допустимых концентраций), что, вероятно, связано с работами на ГОК с повышенным содержанием металлов в поверхностном слое отложений из-за отложения драгированного материала с высоким содержанием ила и глины. Однако отчеты о мониторинге пришли к выводу, что явных временных или пространственных тенденций не наблюдается. Обследования 2019 и 2020 годов зафиксировали повышенные уровни железа, меди и хрома выше уровня ПДК. Зарегистрированные диапазоны, полученные в результате обследований перед строительством в районе морского подъездного канала в период с 2008 по 2012 год, показали, что уровни ПДК были превышены для железа, меди и хрома, а в отчетах о мониторинге указано, что эти результаты типичны для фоновых значений. Это говорит о том, что хотя результаты мониторинга CaTRo превышают значения ПДК, они в основном соответствуют фоновым уровням. Эти результаты согласуются с прогнозами о незначительном воздействии, приводящем к снижению качества воды.

2.4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СРЕДА

В геолого-структурном отношении описываемая территория Тенгизского месторождения принадлежит внутренней бортовой части Прикаспийской впадины.

Прикаспийская впадина – крупнейшая в мире соляно-купольная область, расположенная в юго-восточной части Русской платформы. Наряду с повсеместным развитием соляной тектоники, она характеризуется глубоким (до 18-23 км) погружением складчатого кристаллического фундамента дорифейского возраста, который перекрыт осадочным чехлом значительной мощности (местами более 19 км).

По характеру проявления соляно-купольной тектоники внутри Прикаспийской впадины выделяются крупные зоны, отличающиеся строением платформенного чехла – Центральная и Прибортовая.

Центральная зона приурочена к наиболее погруженной западной части Прикаспийской впадины. Здесь соленосный комплекс покрыт чехлом морских верхнеплиоценовых и четвертичных отложений, мощность которых достигает 700 м, а общая мощность платформенного чехла изменяется с юга на север от 7 до 19 км [Абдулин А.А. Геология Казахстана. Алма-Ата, 1981 г.].

В результате интенсивного погружения Центральной зоны в палеогене и в плиоцен-четвертичном времени здесь сформировалась обширная область новейшего прогибания, развитие которой продолжается.

В Прибортовой зоне мощность платформенного чехла колеблется от 7 до 15 км. Соляно-купольный комплекс перекрыт здесь надсолевыми отложениями.

Промышленная нефтеносность месторождения Тенгиз была установлена скважиной № Т1, в которой в 1981 году при кратковременном опробовании интервала 4054-4095 м был получен приток нефти дебитом свыше 100 $м^3$/сут.

Проводимые СП «Тенгизшевройл» с 1993 г. исследования (бурение новых скважин, отбор проб керна, пластовых жидкостей, гидродинамические исследования трехмерная сейсморазведка) послужили основой для создания геостатической модели месторождения. При выполнении настоящей проекта разработки месторождения, принимается модель геологического строения и запасы нефти, утвержденные ГКЗ РК.

Тенгизское месторождение представляет собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне-среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании.

2.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В пределах исследуемого района выделяется широкий комплекс пород от байкальского кристаллического фундамента до современных отложений. Осадочный чехол делится на три структурных этажа: нижний палеозойский, средний галогенный (кунгурский), верхний – мезозойский (мезокайнозойский).

Самые древние отложения (досреднедевонского этапа геологического развития), слагающие палеозойский этаж, резко несогласно залегают на складчатом фундаменте на глубинах от 5900 м на севере, до 4000 м на юге. Мощность их изменяется в пределах от 700-800 м до 7000-9000 м. Предполагается, что нижняя часть этажа образована породами нижнего палеозоя до франского яруса включительно, преимущественно терригенного состава. Перекрывающие эту часть разреза породы палеозоя имеют возраст от девонских (фаменский ярус) до артинских включительно [Геологическая карта, 1967 г.].

Девонская система (D). В платформенной части карбонатного массива породы представлены в основном известняками. Трещины и микрокавернозные пустоты заполнены кальцитом, местами битумом и доломитом, в отдельных случаях отмечается сильная доломитизация пород. В периферийной части массива разрез представлен преимущественно известняками. Подножие массива на дальних склонах сложено относительно глубоководными отложениями аргиллита. Вскрытая толщина девонских отложений достигает 687 м.

Каменноугольная система (C). Разрез каменноугольных отложений на месторождении представлен нижним и средним отделами, содержащими наибольшие запасы нефти. В этой части разреза выделены три крупные структурно-фациальные зоны: платформенная, края карбонатной платформы (рим) и склоновая, имеющие свою литолого-стратиграфическую характеристику разреза. Породы представлены ракушечниками с прослоями микросгустковых и водорослевых известняков.

Нижний отдел (C_1). Отложения нижнего карбона представлены образованиями турнейского, визейского и серпуховского ярусов.

Отложения *турнейского возраста (C_1t)* изменяются по толщине от 2,8 до 285,5 м и характеризуются относительно однообразным составом. Платформенная части массива представлена в основном литокластовыми и пеллетовыми известняками с прослоями комковато-сгустковых известняков.

В визейском ярусе (C_1v) выделены два подъяруса, граница между которыми принята в верхах тульского горизонта.

Отложения *серпуховского возраста (C_1s)* в пределах массива резко дифференцированы по толщине и характеризуются различной полнотой стратиграфического диапазона или полным отсутствием отложений. В платформенной части установлено присутствие отложений тарусскостешевского, протвинского и запалтюбинского горизонтов. На склоне и у подножия платформы отложения серпуховского возраста присутствуют в полном стратиграфическом объёме. Толщина серпуховского яруса в пределах структуры колеблется от 22 до 873 м.

Средний отдел (C_2). Отложения среднего карбона вскрыты в неполном стратиграфическом объеме и представлены башкирским и московским ярусами.

Башкирский ярус (C_2b). В пределах Тенгизской структуры отложения яруса не выдержаны по толщине и стратиграфическому объему. На платформе выявлены отложения нижнебашкирского подъяруса, представленные краснополянским, северо-кельтменским и прикамским горизонтами, а на флангах структуры стратиграфический объем отложений увеличиваются, в связи с чем толщины яруса изменяются по площади от 1 до 203 м.

На платформе ярус повсеместно начинается пачкой био-, литокластовых известняков. В верхах горизонта преобладают биокластовые, оолитовые и оолитово-онколитовые известняки, с прослоями и линзами фораминифероводорослевых известняков.

В верхней части склона отложения представлены неотсортированными лито- и биокластовыми известняками, неравномерно переслаивающимися с водорослевыми известняками и мелкообломочными биокластовыми пакстоунами.

Пермская система (P). ***Нижний отдел (P_1).*** Нижнепермский разрез четко делится на две части: нижнюю – подсолевую (ассельско-артинский ярус) и верхнюю – соленосную (кунгурскую).

В сводовой части структуры толщины нижнепермских отложений составляют 30-80 м, а также в пределах верхнего склона минимальны – 1-20 м. У подножия склона толщина отложений увеличивается до 100-380 м.

В платформенной части структуры повсеместно выделяется пачка глинисто-карбонатных отложений, с прослоями лито-витрокластических туфов, в основании пачки присутствуют базальные прослои гравелитов. Завершается разрез верхнеартинским подъярусом, сложенным известняками с реликтовой строматолитовой структурой, с редкими фораминиферами.

Кунгурский ярус (P_1k). Ярус представлен сульфатно-галогенными породами, толщиной от 465 до 1655 м.

В основании залегает ангидрит дымчато-серый, темно-серый, нередко почти черный за счет неравномерного распределения в нем окисленного битума, с мелко- и криптокристаллической структурой. Количество пластов ангидрита и их толщина неодинакова. Наибольшее количество пластов ангидрита отмечается на периферии поднятия и резко сокращается в сводовой части. Толщина ангидритовых пластов колеблется от 6 до 107 м.

Верхний отдел (P_2). Распространение верхнепермских отложений связано с рельефом галогенных образований кунгурского яруса. В объеме отдела условно выделены уфимский, казанский и татарский ярусы.

Уфимский ярус (P_2u). Литологически уфимские отложения представлены двумя толщами: нижней – сульфатно-терригенной и верхней – преимущественно терригенной. Толщина яруса изменяется от 0 до 284 м.

Казанский ярус (P_2k). Отложения яруса представлены двумя типами разрезов. На западе в разрезе присутствуют три толщи: нижняя – терригенно-карбонатная, средняя – галогенно-сульфатная и верхняя – терригенно-карбонатно-сульфатная.

Нижняя толща состоит из глин серых и темно-серых слюдистых, участками известковистых, с тонкими прослоями известняков, мергелей и доломитов, толщиной 80-100 м. Средняя толща сложена каменной солью кристаллической, трещиноватой, с прослоями гипсов и ангидритов в основании, толщиною 100-120 м. Верхняя толща представлена пестроцветными песчаниками, алевролитами, глинами и мергелями с прослоями известняков, ангидритов и гипсов. Толщина этого типа разреза составляет 208-763 м.

Верхний мезозойский структурный этаж сложен терригенными породами верхнепермского, триасового, юрского и мелового возраста с пачками карбонатных пород мощностью 20-70 м в верхних юрских слоях и мощностью 100-200 м в верхних меловых.

Процессами соляного диапиризма комплекс интенсивно дислоцирован. Мощности пород мезо-кайнозойского комплекса сильно варьируют даже в пределах одного купола и резко увеличиваются до нескольких тысяч метров в межкупольных зонах. В нормальном залегании мощности юры и мела составляют соответственно 500 и 700 м. На размытой поверхности отложений мела и юры плащеобразно залегают породы неоген-четвертичного возраста мощностью 20-70 м.

Гидрохимические толщи, континентальные пестроцветы триаса, морские отложения юры, мела и палеогена (терригенно-карбонатные осадки), а также континентальные и морские отложения четвертичного возраста в пределах территории каких-либо резких фациальных изменений не претерпевают и остаются неизмененными по своему составу на всей площади. Исключение представляют отложения кунгура.

К песчаным отложениям средней юры приурочены нефтепроявления. К песчаным отложениям оксфордского яруса (верхняя юра), неокома, апта и альба (нижний мел) приурочены промышленные залежи нефти.

В геологическом строении Тенгизского месторождения участвуют палеозойские, мезозойские и кайнозойские осадочные отложения, вскрытая суммарная мощность которых 5400 м. Верхний комплекс толщи (от верхнепермских до четвертичных осадков) представлен терригенными песчано-глинистыми породами. Средний комплекс выполнен соленосными отложениями кунгурского яруса, нижний подсолевой комплекс — глинисто-карбонатными отложениями артинского яруса нижней перми, среднего и нижнего карбона.

2.4.2. Тектоническое строение

В тектоническом плане Тенгизское месторождение расположено в южной части Прикаспийской нефтегеологической провинции и приурочено к Тенгиз-Кашаганской сейсмогеологической области.

Тенгизская карбонатная постройка, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 2223 км по изогипсе минус 5000 м, этаж нефтеносности достигает 1400 м.

Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто-карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надёжного латерального флюидоупора.

Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто-карбонатные отложения артинско-московского возраста и сульфатно-галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655 м.

По данным сейсмических исследований и пробуренных скважин в составе карбонатного массива выделены три основные части: платформенная, бортовая (рим, марджин) и крыльевая (склон).

Коллектор был также разделен на три стратиграфические единицы: Объекты I, II, III. Это было обусловлено следующими факторами:

- чрезвычайно большой эффективной мощностью;
- наличием туфов и карбонатно-глинистых вулканических отложений толщиной 40-50 м, изолирующих башкирско-серпуховско-окскую часть коллектора в пределах платформы от нижневизейско-турнейской;
- резко различными свойствами в различных интервалах коллектора;
- различиями в проницаемости и пористости коллекторов в разных объектах.

Объект I включает отложения башкирско-серпуховско-окского возраста и, как бы, облекает на склонах карбонатного массива нижневизейско-турнейский комплекс пород, выделенных в Объект II. Объект III составляют девонские отложения.

В целом все три объекта образуют единую гидродинамическую систему, чему способствует наличие обширных трещиноватых зон в рифовых и биогермных постройках, окаймляющих платформу и непосредственно контактирующих с коллекторами I и II объектов, разделенных в пределах платформы "вулкаником". Об этом свидетельствует единый характер падения пластового давления в процессе разработки залежи в разных её частях: на платформе, на борту и на склонах, включая самую отдалённую погруженную северо-восточную часть месторождения в районе скважины Т-10, где нефть добывается из девонских отложений.

Структура Тенгиз по поверхности башкирских отложений (по кровле I объекта) высокоамплитудной изометричной формы. По оконтуривающей изогипсе минус 5000 м размеры поднятия составляют 22х23 км. Свод поднятия плоский, имеет отметки 4,1-4,2 км и под углом порядка одного градуса наклонен в юго-западном направлении. Крылья структуры достаточно крутые, углы наклона достигают 20-25°. Вблизи начала крутого склона свод поднятия осложнён цепочкой локальных поднятий, амплитудой 100-200 м, образующих рим. Цепочка локальных поднятий рима охватывает северо-западную, северную и северо-восточную части свода, в то время как на юге и юго-западе рим выражен гораздо меньше. Наименьшие отметки в области рима отмечены в северной части свода и составляют 3900-4000 м. Максимальная амплитуда поднятия по кровле башкира достигает 1100 м.

В результате сейсмостратиграфической интерпретации установлены рамки площадного распространения карбонатного коллектора, т.е. установлена ограничивающая линия, где карбонаты полностью замещаются на карбонатно-глинистый разрез, не являющийся коллектором. Граница области распространения коллектора I объекта залегает на глубинах 5000-5300 м в восточной части структуры и 5200-5500 м в западной.

Достаточно сложным является распределение толщин карбонатного коллектора. В пределах плоского свода суммарная толщина окскобашкирских отложений составляет в среднем 400-500 м. В северной и восточной части рима и склона толщина карбонатных образований I объекта резко возрастает до 650-800 м, главным образом за счёт фаций баундстоуна серпуховского возраста. Здесь откартирована целая серия вздутий, расположенных параллельно линии распространения карбонатного коллектора и связанных, возможно, не только с баундстоунами серпуховского возраста, но и с некоторым увеличением толщин башкирских отложений в обломочных фациях подножия.

Поверхность II нефтегеологического объекта имеет структуру, подобную первому объекту. По оконтуривающей изогипсе минус 5300 м, размеры составляют 24х21 км. Однако в ней нет чётко выраженной полукольцевой цепочки поднятий в своде, т.е. рима. Плоский свод имеет отметку минус 4600 м, а в северной и западной части отмечены отдельные поднятия с глубинами залегания нижневизейских отложений 4500-4400 м. Максимальная амплитуда составляет 900 м. На отметках 5200-5300 м залегают преимущественно глинистые сейсмофации подножия, которые являются разделом между II и III объектами.

Распределение толщин во II объекте намного проще, чем для окско-башкирского комплекса. Наибольшая толщина отмечается в области плоского свода – 650-700 м, а к периферии толщина резервуара уменьшается до 300-200 и даже 100 м.

При данной степени изученности можно однозначно сказать, что водо-нефтяной контакт приурочен к девонской части разреза, но достоверно определить его положение невозможно.

На данном этапе геологической изученности девонской части разреза месторождения, принимая во внимание ограниченные данные опробования, нижняя граница нефтенасыщения принята условно на отметке минус 5450 м за исключением районов скважин Т-47, Т-6337.

Положение зоны раздела нефть-вода будет уточнено после реализации разработанной программы до изучения девонской части продуктивной толщи.

2.4.3. Сейсмическая интерпретация объектов месторождения

Геологически Тенгизская платформа охватывает около 60 млн лет от позднего девона до каменноугольного периода. Первоначально Тенгиз представлял собой позднедевонскую карбонатную платформу, которая располагалась на среднедевонском тектоническом

поднятии. С повышением уровня моря началась изоляция карбонатной платформы. Коллектор протяженностью 160 км^2 находится на глубине свыше 4000 м (рисунок 2.4.3.1), и его нефтяная колонна превышает 1,5 км.

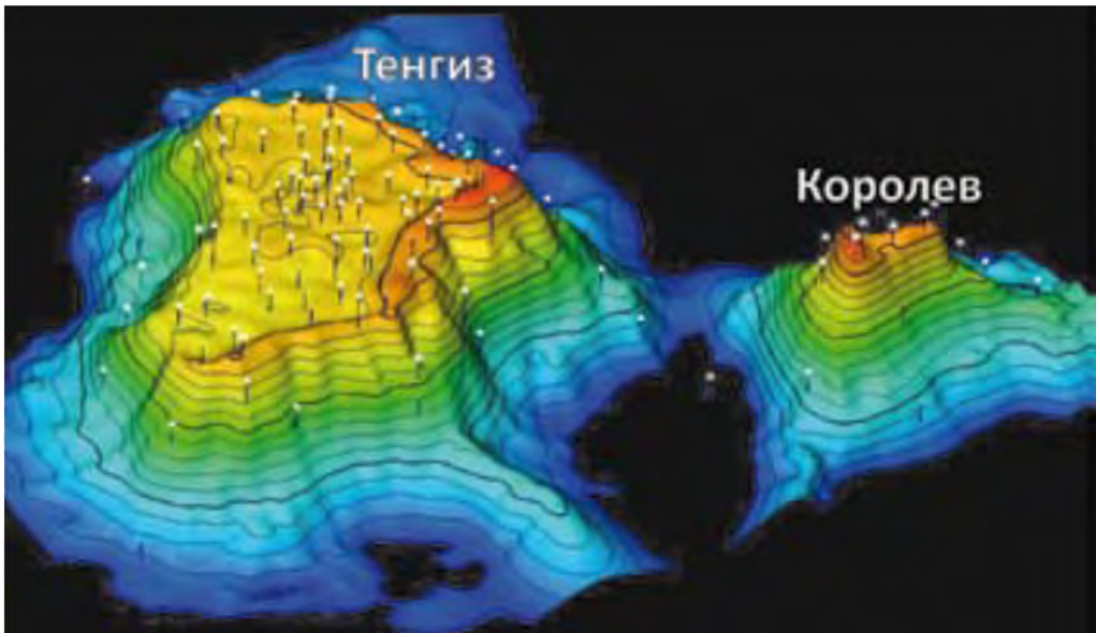


Рисунок 2.4.3.1. Протяженность коллектора Тенгизского месторождения 160 км^2

Дальнейшие изменения уровня моря во время верхнего визея и серпухова изменили ретроградационную геометрию осадконакопления в карбонатной платформе на проградационную. В эти периоды Тенгиз начал «отвоевывать сушу» от окружающего моря путем накопления массовости органогенного известняка (аккреция и проградация). Визейский и серпуховский ярусы определены как широкие, растянутые по площади клиноформы протяженностью несколько километров, которые составляют основной коллектор – Объект 1.

Резкое повышение уровня моря во время раннего башкирского периода остановило распространение платформы. И далее, в период артинского интервала, началось осадконакопление известняковых глин.

Уникальность месторождения заключается в его комплексной геологии, поэтому изучение геологических и геоморфологических процессов является ключевым шагом в дальнейшей устойчивой, экологически надежной разработке месторождения. Для лучшего понимания неоднородности коллектора в 2010 г. на Тенгизе была проведена новая широкоазимутальная сейсмическая разведка.

Сейсмическая геоморфология

Развертывание приемников и источников на более широкой площади повысило разнообразность путей распространения и записи сейсмических волн, что обеспечило увеличение кратности отображения общей глубинной точки в 6 раз – с 40 до 240 пунктов приема, и в результате были получены геологически более точные изображения залежи.

Объект 1 делится на борт (переходная зона между платформенным и заплатформенным склоном) и склон, фации которого генетически связаны с бортовыми фациями. Полученный набор трехмерных данных показывает вариацию в изображении борта и склона и предполагает региональные изменения в процессах осадконакопления.

Трехмерная интерпретация данных сейсморазведки требует нескольких шагов, где интерпретация вертикальных и временных разрезов является ключевым этапом. Такая

информация позволяет определить структурные и стратиграфические особенности и их эволюцию, которая, в свою очередь, помогает понять среду осадконакопления. Таким образом, на Тенгизской платформе отмечаются две крупномасштабные, вытянутые в направлении бассейна клиноформы, чередующиеся с двумя несогласно трансгрессивно залегающими клиноформами (рисунок 2.4.3.2).

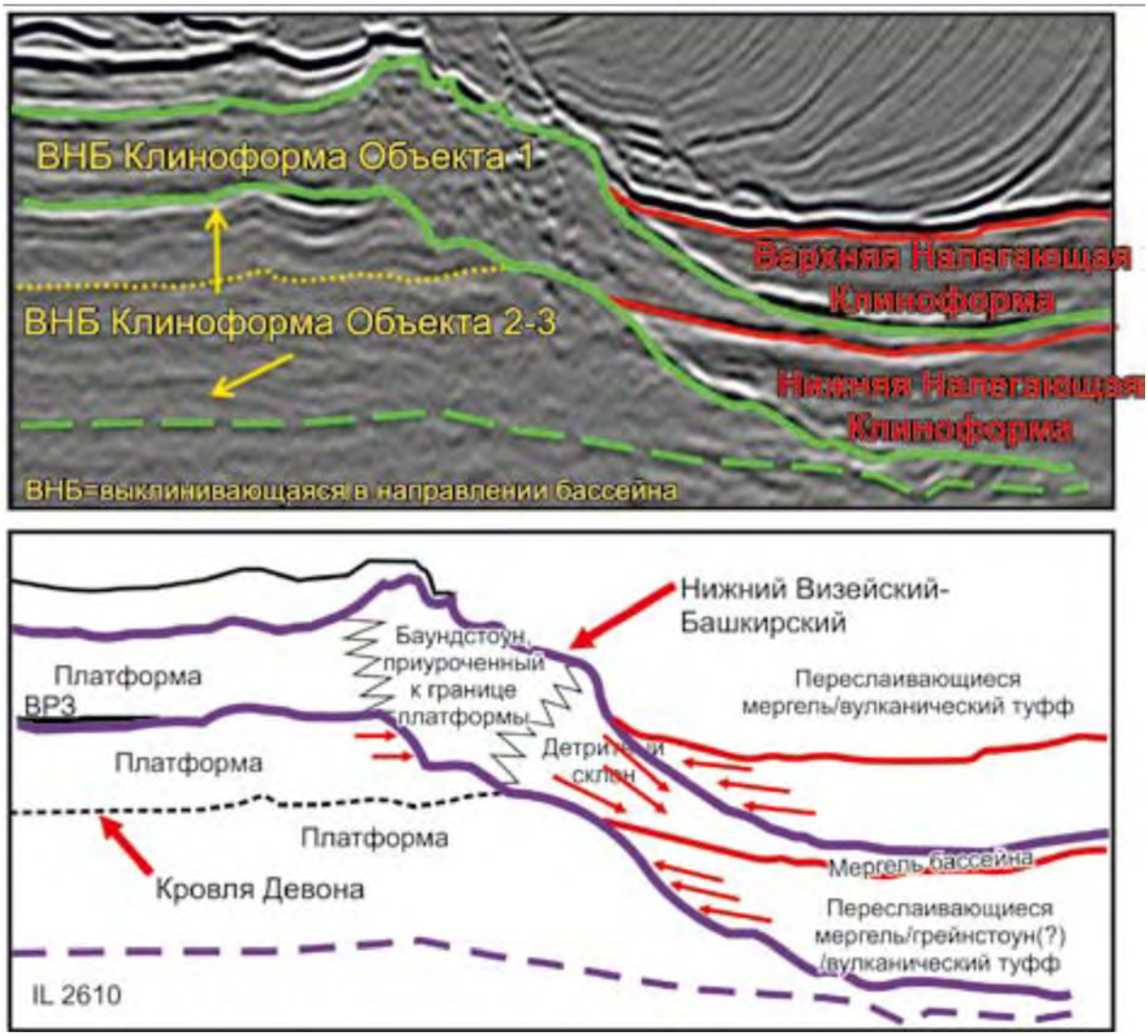


Рисунок 2.4.3.2. Наблюдаются два крупномасштабных, утоньшающихся по направлению к бассейну клина, переслаивающиеся с двумя подошвенно налегающими бассейновыми клиньями. Клинья по направлению к бассейну коррелируются с существующими платформенными объектами и генетически связаны с поверхностями платформы

Вдоль кровли Объекта 1 прослеживаются изменения в поведении сейсмического отражающего горизонта. Сильные изменения в форме соседних сейсмических сигналов предполагают существование контраста акустической жесткости (импеданса). Такое изменение можно наблюдать на когерентности мере сходства форм сейсмических сигналов. Рассчитав когерентность и извлекая значения вдоль кровли Объекта 1, можно выявить главные сейсмические фации на Тенгизской платформе (рисунок 2.4.3.3). Более когерентная внутренняя платформа (на рисунке выделена белым) предполагает отсутствие изменений сейсмических фаций. Внутренняя платформенная часть Объекта 1 состоит из равномерно распределенных зернистых и мелкозернистых (пакстоунов) известняков верхнего визе и башкирского горизонтов. А некогерентность борта и склона свидетельствует о хаотичной природе акустического импеданса. Такое поведение

сейсмосигнала обусловлено повышенной трещиноватостью борта и склоновой части Объекта 1. Борт и верхний склон в основном состоят из биогермных известняков (микробиальных баундстоунов) и обломочных пород (баундстоуновых брекчий), которые образуют мощные, хорошо развитые трещиноватые коллекторы.

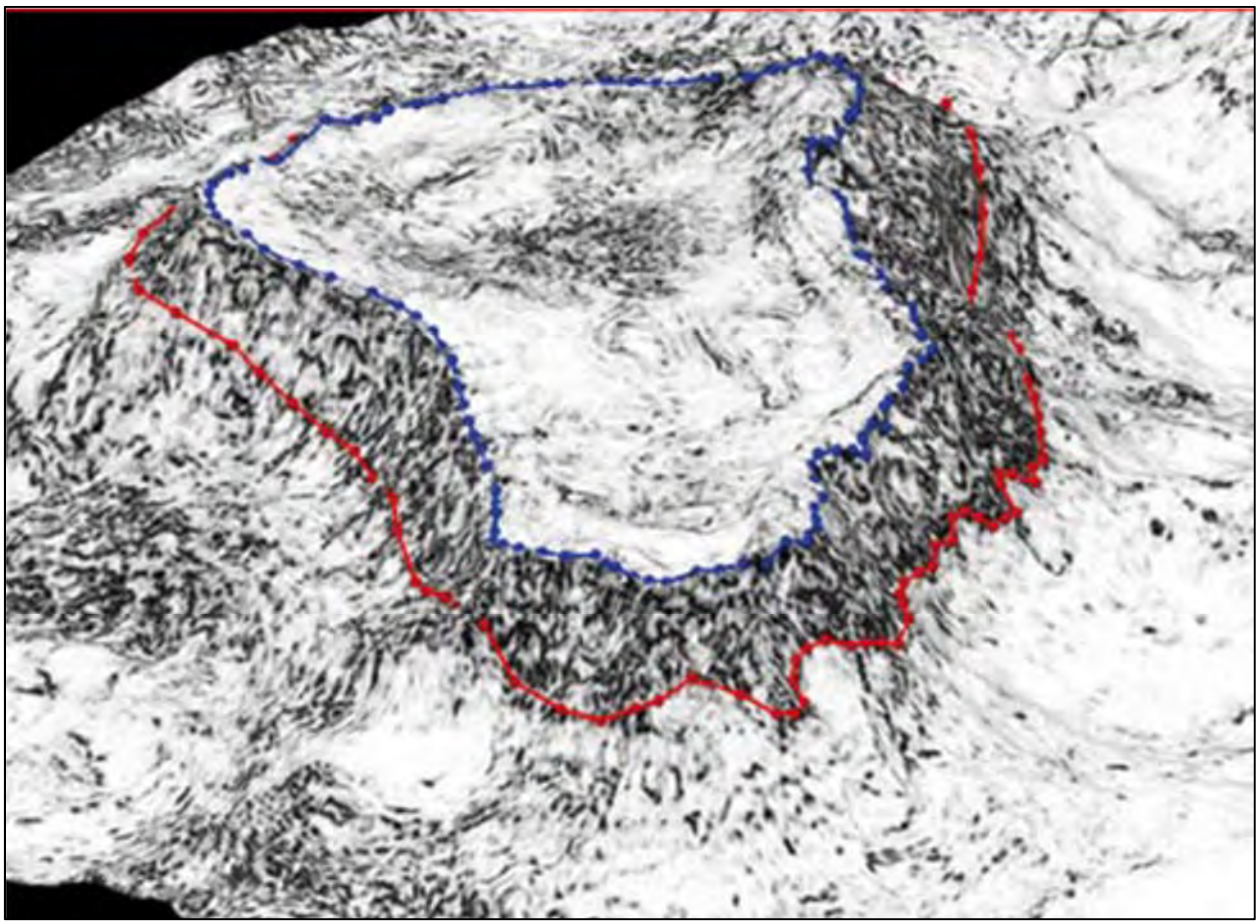


Рисунок 2.4.3.3. Когерентность – мера сходства в формах колебаний волны. Внутренняя платформа (синий полигон) когерентна, что означает отсутствие изменений в сейсмических фациях. В верхнем склоне (замкнутая область между красным и синим полигонами) хаотический сейсмический сигнал иллюстрирует некогерентность. Такие хаотические фации предполагают трещины

Дальнейший анализ сейсмических отражающих горизонтов показал изменение в характеристике борт–склон в одновозрастных местоположениях вокруг платформы. Такое различие можно наблюдать на сейсмическом атрибуте оптической суммы. Оптическая сумма – сложение нескольких сигналов в заданном окне анализа – дает сфокусированное изображение на данной глубине. Извлеченные атрибутные значения вдоль кровли Объекта 1 показывают региональные различия в поведении отражающих горизонтов (рисунок 2.4.3.4). Четыре детально изученных участка иллюстрируют геоморфологическую изменчивость борт–склон: северо-западная, северо-восточная, юго-восточная и юго-западная границы. Каждый участок обладает геоморфологической сложностью и предполагает разнообразие процессов осадконакопления вокруг платформы. Профили склона отклоняются от «профилей равновесия» и предполагают крупномасштабные обрушения и накопление обломочных пород.

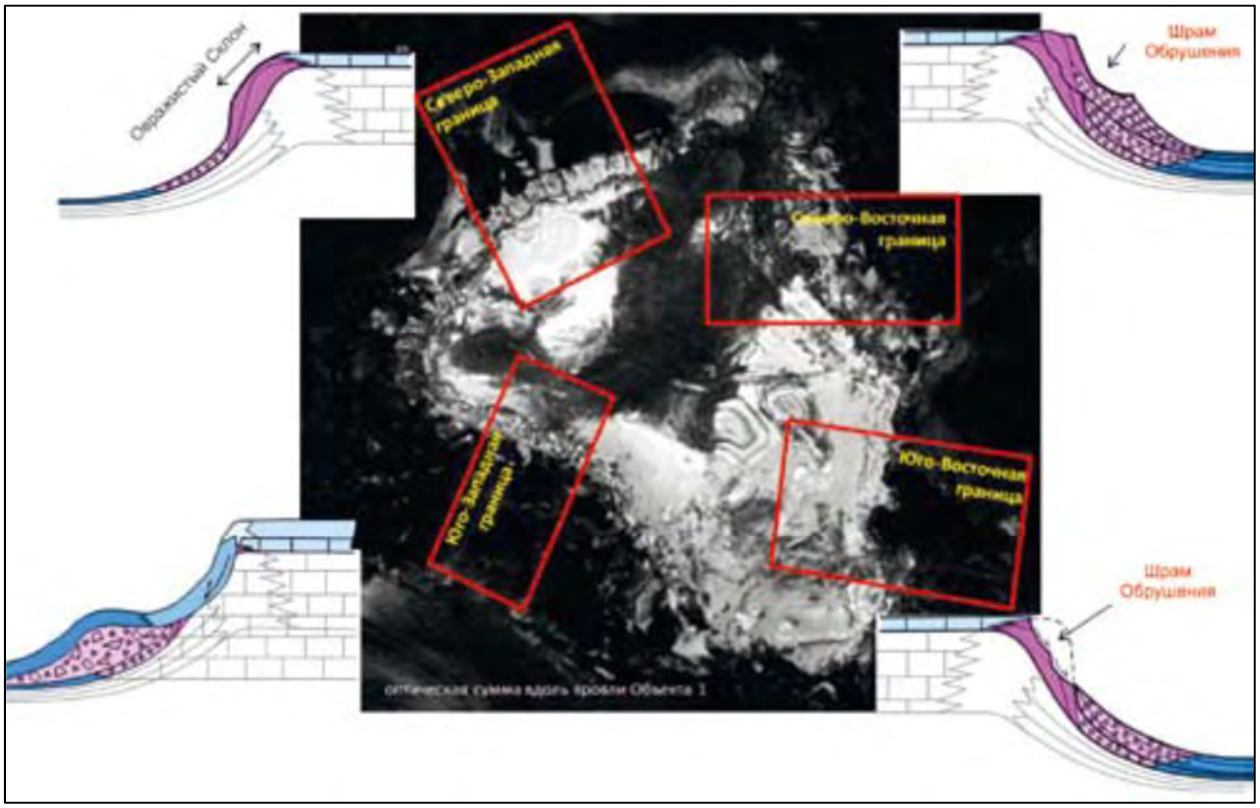


Рисунок 2.4.3.4. Вычисленная оптическая сумма вдоль кровли Объекта 1 показывает региональные различия в поведении отражающих горизонтов. Четыре детально изученных участка иллюстрируют геоморфологическую изменчивость борт–склон

Сейсмические аномалии и трещины

Внутриплатформенной части присуща матричная проницаемость – основной путь, через который добываются углеводороды, и она в основном контролируется межзерновой пористостью.

Вместе с тем скважины, пробуренные для вскрытия заплатформенных склоновых участков, имеют более высокую продуктивность ввиду множества хорошо сообщающихся трещиноватых систем. Эти системы улучшают нематричную проницаемость, несмотря на худшее качество коллекторской породы.

Ранняя литификация баундстоуна (превращение осадка в камень) приводит к закрытию матричной пористости и проницаемости, а также играет большую роль в геоморфологическом процессе. В результате литификации склоны становятся чрезмерно крутыми. Такая чрезмерная крутизна в борту и верхнем склоне позволяет баундстоуну проградировать, и, как только достигается критическая масса, происходит его обрушение с последующим накоплением баундстоуновых обломков вниз по склону.

Выщелачивание и трещиноватость склоновых отложений привели к образованию вторичной пористости и избыточной проницаемости. Трещиноватость борта и верхнего склона создает сеть проницаемости, которая напрямую влияет на продуктивность коллектора.

Относительно яркие аномальные амплитуды отраженной волны были выявлены вдоль склонов Объекта 1. Данные «мега-амплитуды» коррелируются с бортом и верхним склоном (баундстоун и баундстоуновая брекчия). Считается, что мега-амплитуды являются сейсмическим отражением локализованной трещинной пористости, которая включает трещины и каверны. Это подтверждается каротажными данными.

Таким образом, широкоазимутальные трехмерные данные показывают геоморфологические особенности четырех одновозрастных границ Объекта 1. Северо-восточную и юго-восточную границы можно характеризовать как аккреционные контуры, в то время как юго-западная граница характеризуется как аллохтонный контур, где произошли массивные обрушения бортов платформы.

Стабильность склона можно объяснить ранней литификацией баундстоуновой матрицы, позволяющей образование чрезмерной крутизны и постседиментационного трещинообразования.

Мега-амплитудные аномалии, выявленные в верхнем склоне Объекта 1 представляют собой сейсмически видимую сообщающуюся сеть трещин.

В скважинах, пробуренных через мега-амплитуды, часто бывают потери циркуляции, провалы долота и высокий поток флюида. Определение географического местоположения мега-амплитуд в Объекте 1 обусловливает дальнейшую стратегию разработки месторождения.

2.4.4. Инженерно-геологические условия

Описываемая территория находится полностью в пределах одного инженерно-геологического региона, входящего в состав Прикаспийской впадины – Морской аккумулятивной равнины (рис. 2.4.4.1).

Территория партнерства расположена в пределах морской плоско-волнистой аккумулятивной равнины (I-А), в пределах которой выделены площади распространения следующих инженерно-геологических районов и подрайонов.

I-А-а морская плоско-волнистая аккумулятивная равнина, сложенная песками, супесями, суглинками новокаспийских трансгрессий, залегающих на новохвалынских отложениях, расположена в западной части территории партнерства; I-А-б морская плоско-волнистая аккумулятивная равнина, сложенная суглинками и супесями позднехвалынской трансгрессии, залегающих на хазарских среднечетвертичных глинах с прослоями песков.

Морские отложения в районе I-А-а представлены мелкозернистыми песками, супесями, илами мощностью 0,6-4,5 м. Супесь легкая буровато-желтого, серовато-коричневого цвета с большим количеством целых и битых ракуш.

Верхнечетвертичные отложения в районе I-А-б представлены глинами и суглинками с прослоями кварцевых песков, мощность отложений 10-20 м.

Глубина залегания уровня грунтовых вод в западной части 0,5-3 м. Водовмещающими породами являются илистые пески, Кф = 0,3-1,4 м/сут. В восточной части глубина уровня грунтовых вод от 2-3-х метров, местами до 5 м.

Водно-грунтовая среда обладает высокой коррозионной агрессивностью по отношению к углеродистой и низколегированной стали и сильной степенью агрессии к бетонам всех марок (W4-W8). Коррозионная активность вызвана высокой минерализацией грунтовых вод.

Наиболее неблагоприятными геотехническими свойствами обладает ил, который относится к категории слабых водонасыщенных глинистых грунтов.

Экзогенные процессы, имеющие здесь место, делятся на региональные проявления и локальные процессы. К первым относятся характерные для всей территории процессы ветровой эрозии почвогрунтов, интенсивность которых обусловлена составом отложений, степенью их закрепленности, нарушенности.

Наиболее интенсивно ветровая эрозия проявляется в пределах слабо закрепленных растительностью песчаных отложений, и результатом являются массивы эоловых песков. Процессы плоскостного смыва не выражены, ввиду крайне незначительного уклона поверхности и малого количества осадков.

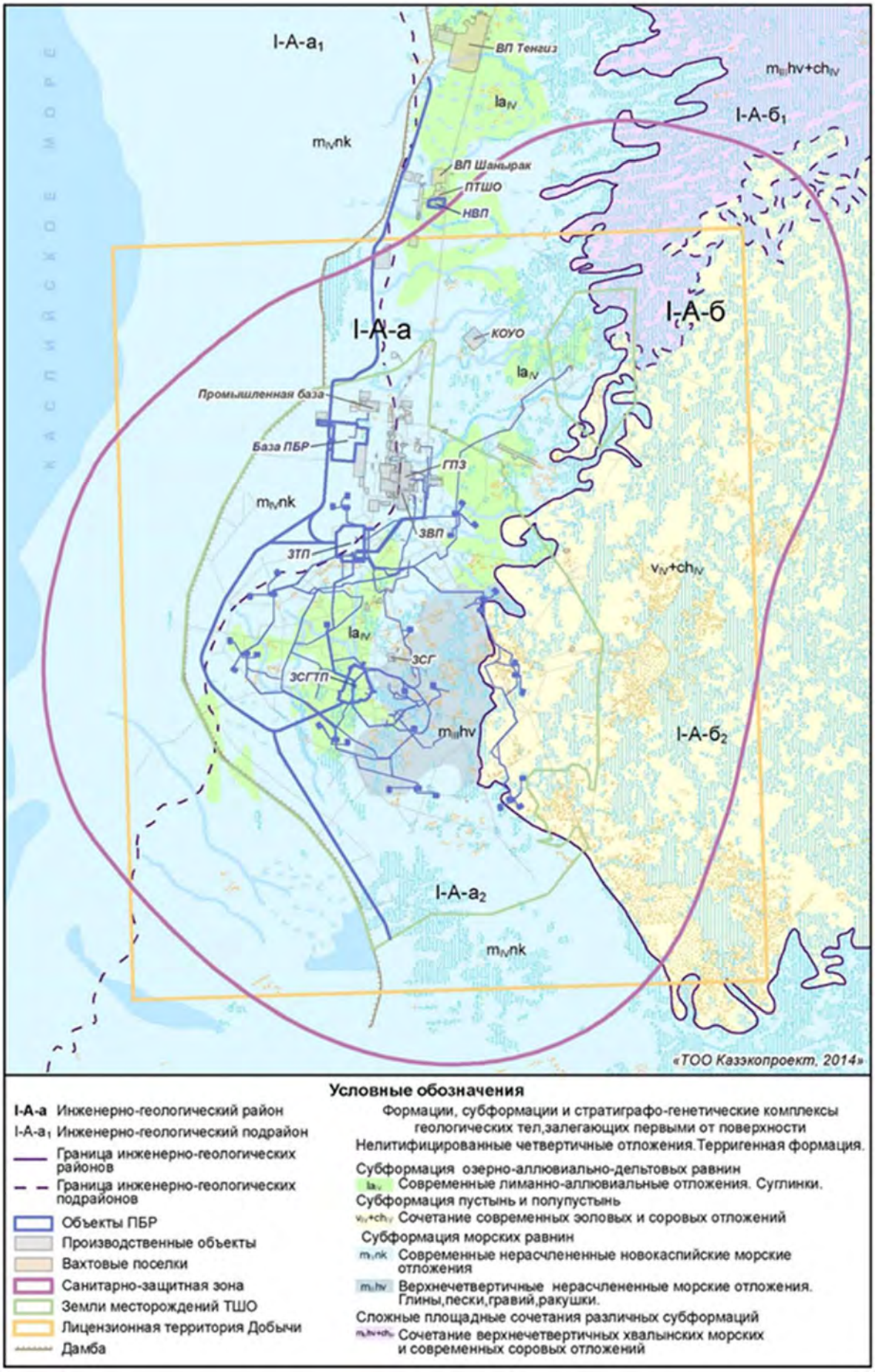


Рисунок 2.4.4.1. Карта инженерно-геологических условий

На всех площадках грунтовые воды в значительной степени минерализованы и залегают на относительно небольшой глубине от дневной поверхности (0,9 м до 2,7 м). Водовмещающими породами является песок мелкий. Водоносный горизонт безнапорный.

Грунтовые воды сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и от средне агрессивных до сильноагрессивных к сульфатостойким цементам. Грунтовые воды по содержанию хлоридов слабоагрессивные на арматуру железобетонных конструкций при постоянном погружении, сильноагрессивные – при периодическом замачивании.

Анализ результатов лабораторных тестов, предоставленный в геотехническом отчете, показывает похожие химические свойства (при сравнении со слоями грунтов) по всем площадкам. Суммированные результаты химических тестов предоставлены ниже.

В соответствии с результатами химического анализа, проведенного на образцах грунтовых вод, содержание свободно-растворимых солей в суглинках варьируется от 0,17 до 8,37 %, с содержанием гипса в пределах от 0,06 до 4,92 % и содержанием карбонатов в пределах 10,1% до 43,54 %. Однако засолены грунты на площадках неодинаково. На площадке будущего расположения ЗСГ засоленность варьирует от низкого до среднего уровня. Что касается площадки Базы ПБР, а также лагеря, засоленность – от средней до высокой.

Грунты на площадках расположения ЗСГ и вахтового поселка – высоко-коррозийные к металлам и стальным конструкциям. Коррозионная активность от низкой до средней отмечена в северной части, до умеренно высокой – в южных частях площадок повышения давления и Базы ПБР.

На основании содержания хлоридов, грунты классифицируются как средне агрессивные до сильноагрессивных для всех типов бетона на основе портланд цемента, шлакопортланд цемента.

Грунты, слагающие все стратиграфо-генетические комплексы отложений, засолены, степень засоления от средней до сильной при сульфатном, хлоридном и хлоридно-сульфатном характере засоления. Грунты содержат в своем составе карбонаты в различном объеме, гипс и незначительное количество органических веществ.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля от низкой до средней.

Степень агрессивного воздействия грунта на бетон по содержанию сульфатов и на железобетон по содержанию хлоридов сильноагрессивная.

Грунтовые воды в значительной степени минерализованы (от 74,2 г/л до 140,5 г/л) и залегают на относительно небольшой глубине от дневной поверхности (0,75 м до 3,7 м). Водовмещающими породами является песок мелкий (РГЭ-2). Водоносный горизонт безнапорный.

Коррозионная агрессивность воды по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля средняя, степень агрессивного воздействия жидкой неорганической среды с содержанием сульфатов на бетон марки по водопроницаемости W8 – слабоагрессивная на сульфатостойком цементе, на арматуру железобетонных конструкций по содержанию сульфатов и хлоридов – слабоагрессивная при постоянном погружении, сильноагрессивная при периодическом смачивании.

Исходя из инженерно-геологических условий площадок, в проекте следует предусмотреть защиту стальных, алюминиевых и свинцовых конструкций от агрессивного воздействия грунтов и грунтовых вод.

2.4.5. Сейсмичность

Природная сейсмичность и тектоническая обстановка

Большинство землетрясений вызваны крупномасштабными тектоническими движениями литосферных плит Земли и происходят на границах между плитами.

Имеющиеся данные о строении платформенного чехла и особенно, той его части, формирование которой относится к новейшему тектоническому этапу, позволяют отметить следующие особенности сейсмотектоники региона:

- В течение неотектонического этапа сохранились общие тенденции тектонического развития таких крупных геотектонических структур, как Прикаспийская впадина и Туранская плита, что обусловлено различным строением и временем консолидации верхней части коры.
- По направленности и интенсивности неотектонических движений в рассматриваемом регионе достаточно обоснованно выделяются области: интенсивных поднятий, умеренных поднятий, умеренного опускания и относительного опускания в четвертичное время.
- В течение новейшего этапа продолжают развиваться складчато-надвиговые дислокации в платформенном чехле, особенно в области интенсивных новейших поднятий, свидетельствуя о преобладании тектонических напряжений субмеридионального горизонтального сжатия. Многие складчато-надвиговые дислокации мобильны и в настоящее время.
- Среди разрывных нарушений наибольшее значение для развития новейших структур имеют глубинные разломы, оказавшие влияние на формирование фундамента и платформенного чехла.

Хотя центральный и южный районы Каспийского моря сейсмически активны, сейсмичность и количество тектонических нарушений уменьшаются к северу от Апшеронского порога и переходит к стабильному континентальному участку Евразийской платформы. Месторождение Тенгиз расположено примерно в 600 км к северу от границы этой платформы в Евразийском стабильном континентальном районе.

Тектоническая карта прикаспийского региона, основанная на структурной карте Восточной Евразии (изд. 2008 г.), показана на рисунке 2.4.5.1. Цвета карты указывают тектоно-стратиграфический возраст. Жёлтыми точками на карте показаны места землетрясений по данным Геологической службы США. Чёрные жирные пунктирные линии показывают зоны современной сейсмичности, которая находится на расстоянии более 600 км от месторождения Тенгиз. Структурное удлинение, расположенное вблизи Тенгиза и показанное пунктирной линией коричневого цвета, указывает зону палеозойской эры.

Участок высокой сейсмичности в регионе возникает в результате происходящего нарушения залегания пластов Большого Кавказского хребта и находится примерно в 600 км к югу от рассматриваемого региона. Район рассеянной сейсмичности возникает в районе шириной приблизительно 200 км вдоль северной границы Большого Кавказского хребта. К северу от этого района стратиграфические данные указывают на долгосрочную тектоническую стабильность, и историческая сейсмичность становится редкой, указывая на очень низкую скорость нарастания напряжения литосфер.

По историческим данным существенных землетрясений на территории Западного Казахстана не регистрировалось. Тенгиз находится на удалении от известных границ активных литосферных плит или поясов землетрясений (рис. 2.4.5.2).

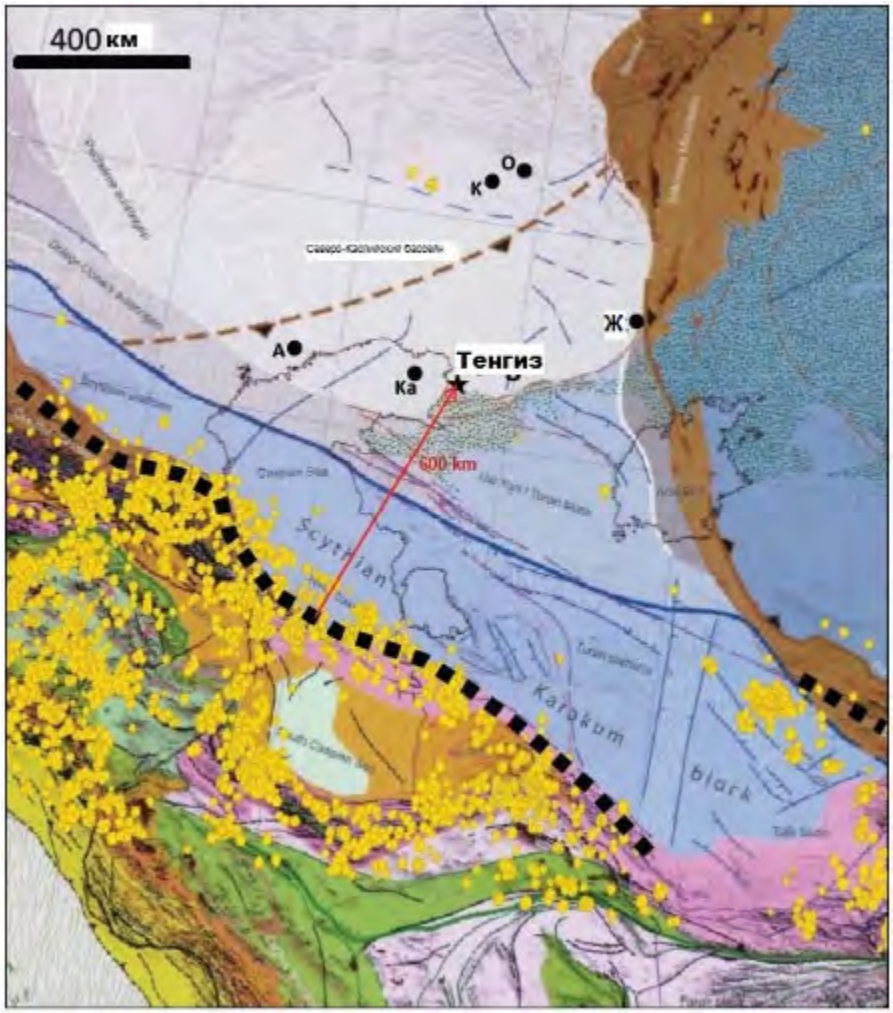
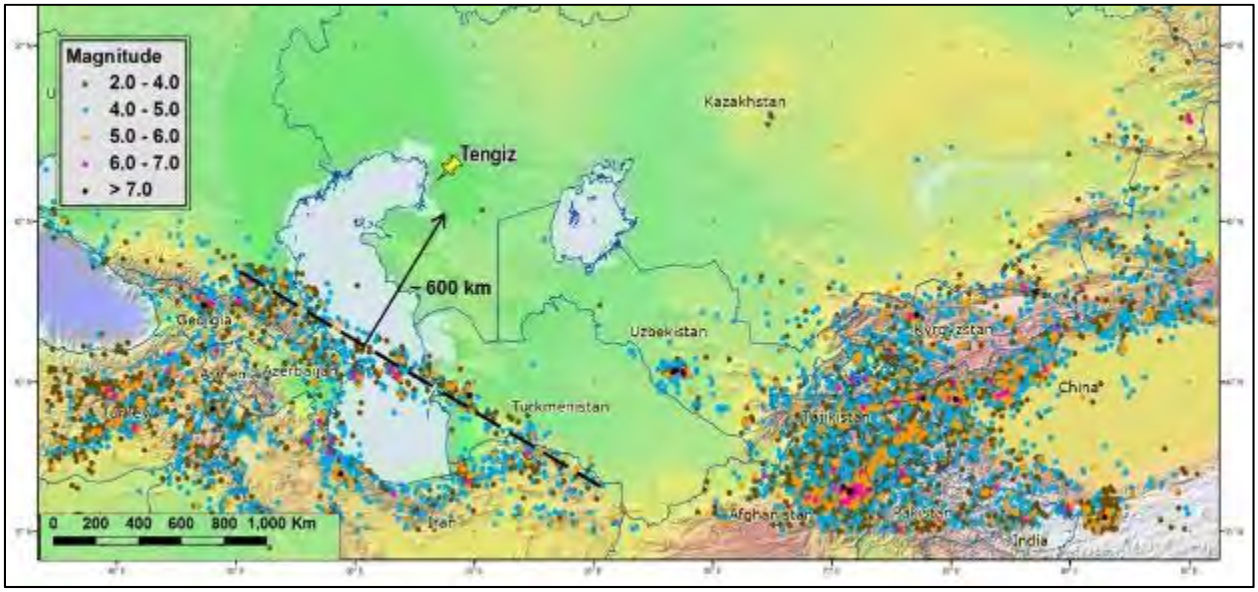


Рисунок 2.4.5.1. Тектоническая карта прикаспийского региона



Источник данных по сейсмичности: *Международный каталог землетрясений Геологической службы США, Национального центра информации о землетрясениях США.*

Рисунок 2.4.5.2. Землетрясения, произошедшие внутри и вокруг Казахстана

По карте сейсмического районирования территории Казахстана сейсмическая опасность рассматриваемой территории составляет 5-6 баллов [СП РК 2.03-30-2017 Строительство в сейсмических зонах (*с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.10.2021 г.*)].

Западный Казахстан расположен в центре литосферной плиты и почти не подвергается естественной сейсмичности.

Международные исследования по оценке сейсмических рисков, выполненные независимыми учёными, выделили большую часть территории Казахстана, включая Тенгиз, в категорию самой низкой сейсмической опасности.

Геодинамика и техногенная сейсмичность

Низкий уровень техногенной сейсмичности имеет место на многих нефтяных месторождениях по всему миру. На нефтяных месторождениях техногенная сейсмичность в основном возникает в связи с закачкой и/или добывающей деятельностью.

На многих крупных, многопластовых и длительно разрабатываемых месторождениях углеводородов имеют место просадочные явления и горизонтальные смещения пород.

Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 году. Продуктивный пласт состоит из изолированной платформы карбонатных пород девонского и каменноугольного периодов с площадным распространением около 440 кв. км. Кровля коллектора залегает на абсолютной глубине 3850 м от уровня моря, а высота нефтяной части залежи составляет минимум 1600 метров.

Геодинамический мониторинг

Для обеспечения безопасной разработки Тенгизского и Королевского нефтяных месторождений, охраны недр и окружающей среды ТШО проводит геодинамический мониторинг в соответствии с Программой геодинамического мониторинга. Ежегодный отчёт о результатах работ предоставляется в государственный орган – Межрегиональный департамент ЗапКазНедра Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК.

Существующая система геодинамического мониторинга ТШО и типы сбора информации обеспечивают регистрацию основных форм геодинамических явлений, таких как:

- сейсмичность;
- просадка поверхности;
- горизонтальное смещение пород.

Основными методами геодинамического мониторинга являются:

- высокоточное нивелирование;
- GPS/GNSS наблюдения;
- гравиметрическая съёмка;
- сейсмологический мониторинг;
- спутниковые интерферометрические наблюдения.

За исключением сейсмологического мониторинга, который ведётся непрерывно, все вышеперечисленные виды работ, производятся, обрабатываются, сопоставляются и анализируются ежегодно – весною или летом. Дополнительно к этому второй раз в год проводится повторное нивелирование вдоль наиболее информативного профиля, пересекающего всю территорию месторождения Тенгиз.

Расположение точек геодинамического мониторинга представлено на рисунке 2.4.5.3.

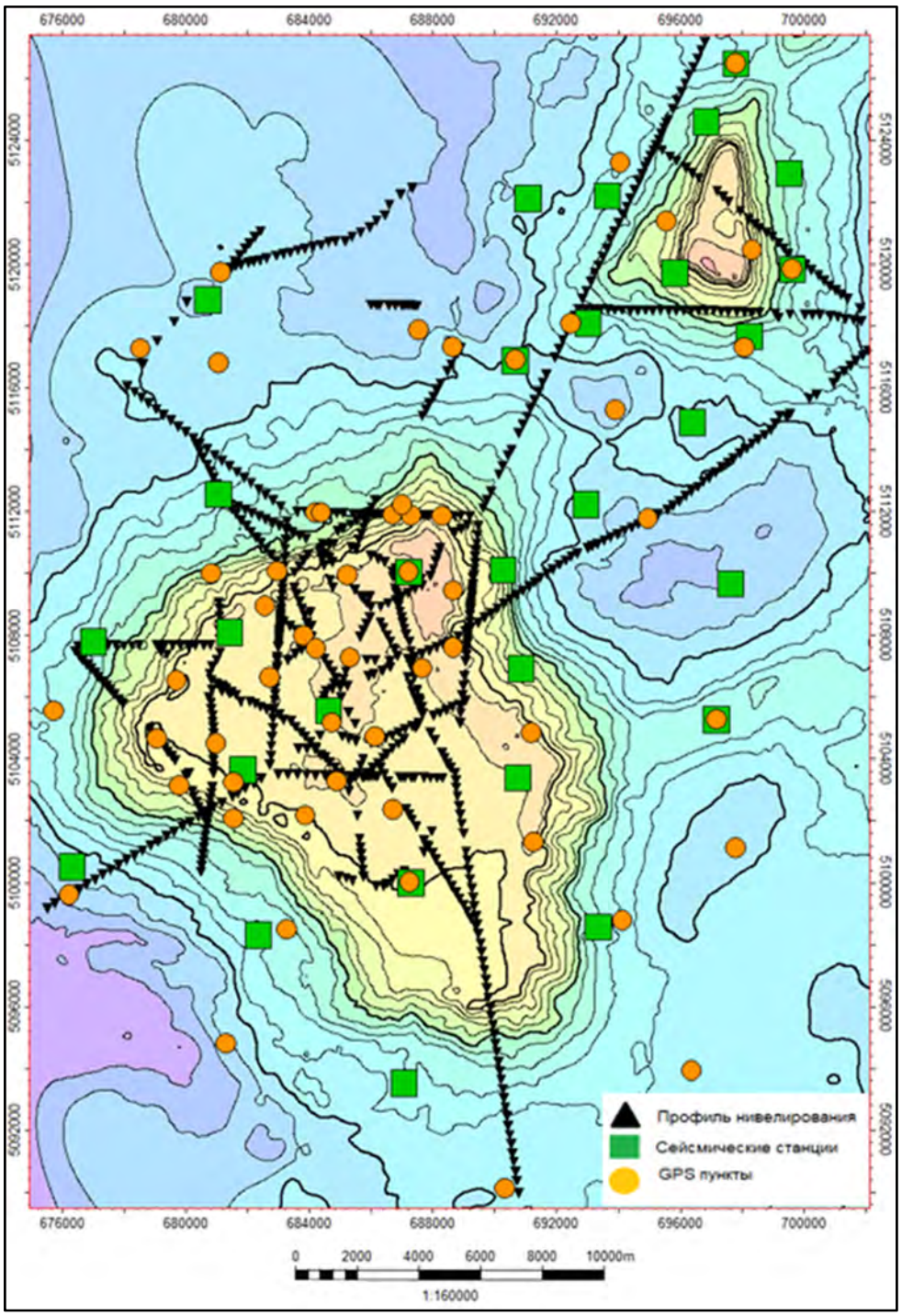


Рисунок 2.4.5.3. Схема геодинамического полигона на месторождениях Тенгиз и Королевское

Мониторинг сейсмичности, наряду с мониторингом проседания земной поверхности, проводится ТШО с 2001 г. С 2008 г. ТШО перешёл на автоматическую высококачественную регистрацию данных.

Автоматические сейсмические станции установлены на двадцати девяти сейсмологических пунктах. Пункты оборудованы сейсмологическими станциями Nanometrics. На всех сейсмологических пунктах установлены солнечные батареи для обеспечения надежной работы станций и сенсоры Nanometrics для определения точного времени возможных регистрации. Все станции работают в автоматическом режиме, используя 30 секундный интервал.

Магнитуда землетрясения – условная логарифмическая величина, определенная по инструментальным наблюдениям сейсмическими станциями и характеризующая общую энергию упругих колебаний, вызванных землетрясениями или взрывами. Магнитуда позволяет сравнивать источники колебаний по их энергии. Для оценки сейсмической активности ТШО использует современную энергетическую оценку землетрясений - моментные магнитуды Mw, обусловленные сдвиговой подвижкой пород в сейсмическом очаге, которые являются прямой мерой размера землетрясения и высвобожденной энергии.

По данным геодинамического мониторинга за период 2019-2022 гг. аномальных проявлений геодинамических процессов выявлено не было. Все методы подтверждают общую картину постепенного (с малыми значениями) проседания земной поверхности в центральной части месторождения и незначительный уровень микросейсмичности. Так, по данным Нивелировочных наблюдений максимальная величина проседания в центральной части месторождения составляет до 5-7 см, и оно равномерно распределено на сотни квадратных километров.

Все сейсмические явления, зарегистрированные в течение последних лет в пределах Тенгиза, отнесены к проявлениям микросейсмичности, что указывает на малую магнитуду данных явлений. За многолетний период наблюдений (2001-2022 гг.), не зафиксировано увеличение силы микросейсмических явлений, а количество и магнитуда этих явлений низка в сравнении с опубликованными данными по большинству нефтяных месторождений во всем мире.

Магнитуда регистрируемых событий остается относительно постоянной во времени, меняясь в основном между 0,4 и 1,5 со средним значением 0,94 за период 2008-2022 гг. Большинство зарегистрированных сейсмических событий произошли примерно на глубине продуктивного коллектора (рис. 2.4.5.4).

Вероятностный анализ сейсмической опасности наведённой сейсмичности

В 2001 году Институтом сейсмологии Республики Казахстан для ТШО было проведено определение расчетной сейсмичности, и подготовлено заключение о сейсмической ситуации на территории Тенгизского месторождения и проведено сейсмотектоническое районирование. В результате установлено, что максимальная сейсмическая интенсивность в локальных зонах может составить 5,5-6,0 баллов. При M_{max}<4,0 такая интенсивность будет наблюдаться в пределах сейсмогенерирующих зон. Интенсивность по шкале МСК-64, равная 5, на мягкой породе на Тенгизской площадке ассоциирована с средней повторяемостью, составляющей 511 лет, 6 баллов раз в 1279 лет [Институт сейсмологии МОН РК, Отчет «Прогноз сейсмической опасности строительной площадки ТШО в районе Тенгизского нефтяного месторождения», 2001 г.].

В 2013 году корпорацией ЮРС/URS (Юнайтид Рисерч Сервисиз) в рамках подготовки отчёта «Вероятностный анализ сейсмической опасности наведённой сейсмичности на месторождении Тенгиз в Казахстане», был проведен анализ сейсмической ситуации на территории Тенгизского месторождения с использованием данных многолетнего геодинамического мониторинга ТШО.

В мире для сейсмического проектирования конструкций обычно используется спектр 475-летнего периода, который соответствует 10%-ной вероятности превышения через 50 лет. Спектр 2475-летнего периода соответствует максимальному расчетному землетрясению и является эквивалентом землетрясения с 2%-ной вероятностью превышения через 50 лет.

Первичными результатами вероятностного анализа были спектры реакции горизонтальных составляющих с 5-ти процентным коэффициентом затухания, соответствующие среднему периоду возврата 224 года, 475 лет и 2 475 лет. После этого был проведен анализ чувствительности, чтобы определить эффект пиковое ускорение грунта 457-летнего

периода, рассчитанного для Тенгизского месторождения (например, 0,0438g), путем увеличения наведённой сейсмичности, чтобы учесть возможный эффект запланированного увеличения в 50% в течение будущей эксплуатации объекта ТШО с учётом реализации Проекта будущего расширения. Коэффициент, использующийся при вероятностном анализе, был произвольно увеличен в 1,25, 1,5 и 2,0 раза; результирующие значения пиковое ускорение грунта 475-летнего периода составили – 0,0510g, 0,0573g, и 0,068g соответственно, что говорит о незначительном увеличении сейсмической опасности.

С целью соответствия строительным нормам Республики Казахстан СНиП 2.03-30-2006 далее СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических зонах» (*с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.10.2021 г.*), нормативные расчетные спектры для Тенгиза были рассчитаны компанией «Шеврон Энерджи Текнолоджи Кампани». Для расчета был принят тип почв №2. Следует отметить, что положения СНиП не устанавливают коэффициенты сейсмичности для МСК ниже 7. Для данных расчетов были приняты следующие коэффициенты сейсмичности: для МСК 6 – половина коэффициента, принятого для МСК 7; а для МСК 5 – половина коэффициента сейсмичности МСК 6.

Результаты исследований корпорации ЮРС говорят о том, что объекты ТШО с учётом потенциальной наведённой сейсмичности следует проектировать для минимальных сейсмических нагрузок, соответствующих МСК 6, при этом будет удовлетворена потребность в сейсмозащите при 475-летнем периоде повторяемости по международной классификации.

Сейсмическая активность природного происхождения на территории Тенгизского месторождения носит редкий и рассеянный характер с учетом своего расположения в стабильном регионе и отсутствия активных сдвигов. При этом производственной деятельностью ТШО были вызваны сейсмические проявления небольшой магнитуды, что является неизбежным типичным последствием разработки крупных нефтяных месторождений.

Вероятностный анализ сейсмической опасности наведённой сейсмичности на месторождении Тенгиз, основанный на фактических данных и результатах математического моделирования, свидетельствует о низкой степени опасности колебания грунта от наведённой сейсмичности на месторождениях Тенгиз и Королёвское. По прогнозам специалистов «Юнайтид Рисерч Сервисиз», сейсмическая обстановка в результате продолжения разработки Тенгизского месторождения останется на безопасном уровне.

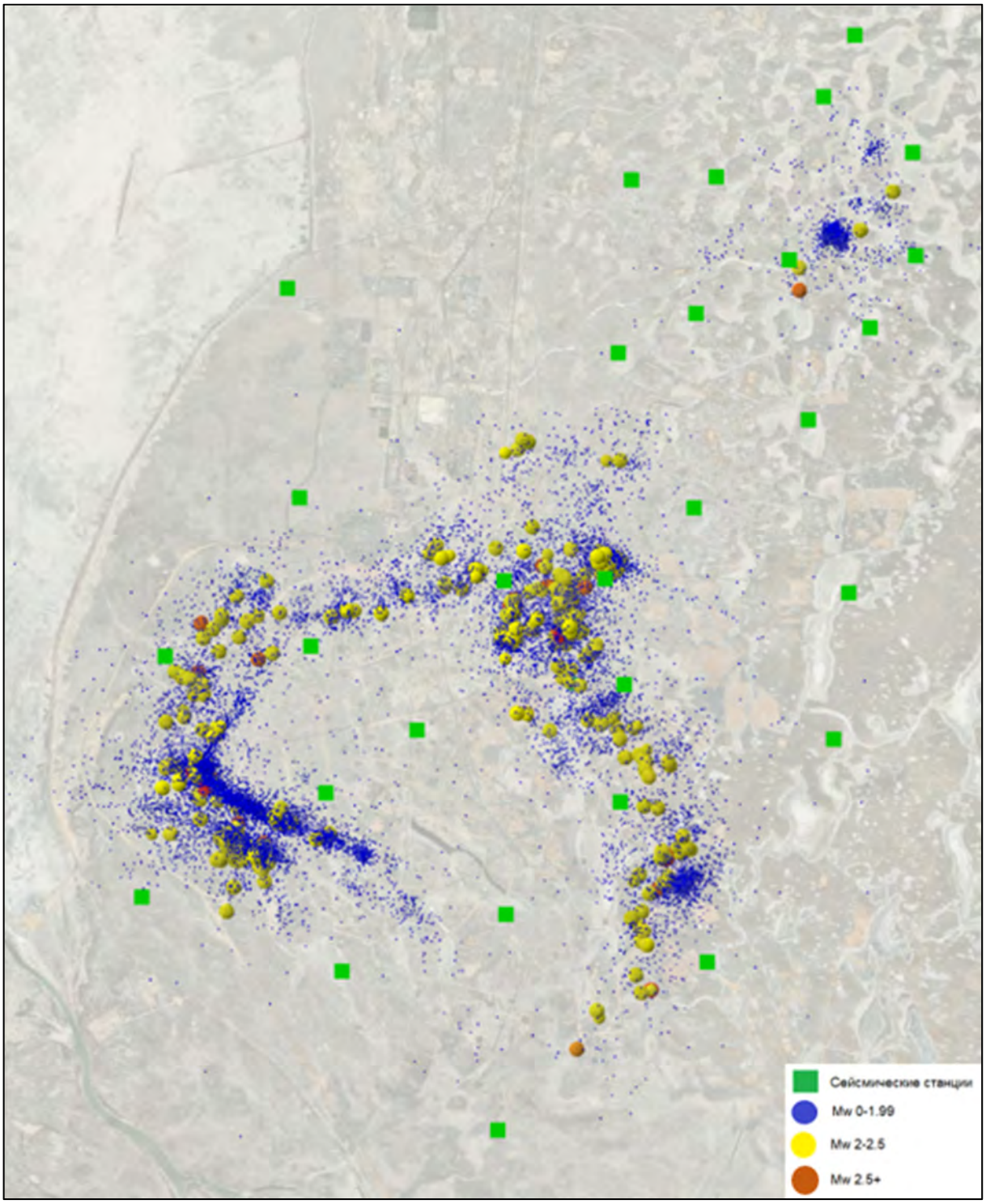


Рисунок 2.4.5.4. Карта сейсмичности на территории месторождения Тенгиз, по данным сейсмологического мониторинга за период 2019-2022 гг.

2.5. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.5.1. Общие гидрогеологические условия месторождения

Территория партнёрства ТШО располагается на северо-восточном побережье Каспийского моря. В гидрогеологическом отношении эта территория принадлежит к южной части Северо-Каспийского бассейна пластовых и блоково-пластовых напорных вод, входящего в состав Прикаспийского бассейна первого порядка. Ряд водоносных горизонтов приурочен к весьма сложно построенной осадочной толще Прикаспийской впадины – древней платформы, складчатый фундамент которой погружен на глубину от 6-10 до 23 км [Веселов В.В., Сыдыков Ж.С. Гидрогеология Казахстана, Алматы, 2004].

Стратификация подземных вод

В толще Прикаспийской впадины выделяются три гидрогеологических этажа. Первый (нижний) этаж охватывает обводненную часть до палеозойского и палеозойского фундамента, породы которого представлены дислоцированными складчатыми осадочными образованиями и содержат трещинные и трещинно-пластовые подземные воды.

Второй этаж состоит из пород от верхнего триаса до палеогена включительно и является наиболее мощной водоносной толщей на данной территории, включающей в себя многочисленные водоносные горизонты и комплексы, содержащие напорные и высоконапорные подземные воды.

Третий этаж – песчано-глинистые несцементированные отложения неогенового и четвертичного возраста. К ним приурочены грунтовые (не напорные) и субартезианские (слабо напорные) подземные воды [Сыдыков Ж.С. Подземные воды Каспийского нефтегазоносного региона. Алматы, 2001].

Подземные воды содержатся практически во всех стратиграфических подразделениях, слагающих геолого-гидрогеологический разрез рассматриваемой территории Прикаспийской впадины.

Областями питания глубинных водоносных горизонтов являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджары, где вмещающие их отложения выходят на поверхность. Напорные уровни, созданные в областях питания, определяют юго-западное и западное направления движения подземных вод в сторону северо-восточной части Каспийского моря.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого региона являются: многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простиранию, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие сложной соляно-купольной тектоники и штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности. Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков, обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.

Источником питания всех водоносных горизонтов четвертичных отложений являются атмосферные осадки, воды Каспия и, очень редко, воды подстилающих отложений.

2.5.2. Краткое описание водопроницаемых и локально-водоносных горизонтов

По характеру обводненности на рассматриваемой территории выделяются водоносные горизонты и комплексы четвертичных и меловых отложений.

В четвертичных отложениях выделяются водоносные горизонты современных соровых и озерных отложений и морских новокаспийских, а также верхнечетвертичных хвалынских морских отложений. Гидрогеологическая карта района представлена в Приложении 8.

Водоносный горизонт современных соровых и озерных отложений (lQ_{IV})

Современные озерно-соровые отложения приурочены к наиболее пониженным участкам рельефа. Водовмещающие породы представлены мелкозернистыми песками, супесями, песками, переслаивающимися с иловатыми глинами. Мощность водовмещающих пород изменяется от 0,1-0,4 м в западной части района до 1,6 м в восточной. Водоупором служат глинистые прослои соровых отложений или хвалынские глины. Глубина залегания уровня колеблется от 0,23 до 0,3 м. Водоносный горизонт характеризуется весьма низкой водообильностью. Дебиты колодцев и скважин не превышают десятых и сотых долей л/с.

Соры служат местами скоплений солей, смываемых с водораздельных участков, а также являются прекрасными бассейнами испарения поверхностных вод. Это ведет к увеличению общего содержания соли как в грунтах, так и в подземных водах.

Грунтовые воды соровых отложений относятся к крепким рассолам с минерализацией от 79,0 до 340,3 г/дм^3. По химическому составу воды хлоридно-сульфатные натриевые или натриево-магниевые. Из микрокомпонентов в подземных водах соровых отложений содержатся бром – до 530 мг/дм^3, бор – до 30 мг/дм^3.

Водоносный горизонт современных новокаспийских морских отложений ($mQ_{IV}nk$)

Новокаспийский водоносный горизонт представлен плотными суглинками темно-серого цвета и мелкозернистым песком, иногда с включением битых ракушек. Мощность водоносного горизонта колеблется от 5 м до 8-9 м. Глубина залегания уровня грунтовых вод 2,4-3 м. Этот водоносный горизонт разделен от хвалынского водоносного горизонта плотной коричневой глиной, мощностью 1,5-3 м.

Новокаспийские отложения в прибрежной полосе находятся под сильным воздействием опресненных поверхностных вод Каспийского моря. По мере удаления от берега минерализация их увеличивается от 24 до 126 г/дм^3, а химический состав изменяется от сульфатно-хлоридного магниевого до хлоридного магниево-натриевого. Питание водоносного горизонта, в основном, происходит за счет атмосферных осадков, паводковых вод, подпитывания водами хвалынского водоносного горизонта и Каспийского моря.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных хвалынских морских отложений ($mQ_{III}hv$)

Хвалынский водоносный горизонт представлен светло-коричневыми суглинками и мелкозернистым глинистым песком. Водовмещающими являются пески тонкозернистые светло-серые. Глубина залегания уровня грунтовых вод 10 м.

По химическому составу воды хвалынского водоносного горизонта соленые и рассолы с минерализацией 23-157 г/дм^3, в сорах достигающей 380 г/дм^3, преимущественно хлоридного натриево-магниевого и хлоридного натриевого состава. Повышенная минерализация приурочена к бессточным понижениям и озерно-соровым впадинам, где под влиянием испарения формируются рассолы.

В них отмечается повышенное содержание редких элементов: брома до 380-408 мг/дм^3, йода до 20-40 мг/дм^3, бора до 60-80 мг/дм^3, фтора до 3,2 мг/дм^3. С большим содержанием присутствует также алюминий, марганец, молибден, никель и др. микроэлементы. [Гидрогеологическая карта М 1:200000. Серия прикаспийская. Лист L-39-XVIII]

Водоупорные отложения верхнего мела (K_2)

Ниже четвертичных отложений залегают верхнемеловые водоупорные отложения, представленные карбонатными слабо песчанистыми глинами с прослоями мергеля и

битумного сланца, которые слагают межкупольные зоны и грабены соляных куполов. Они изолируют грунтовые воды от ниже лежащих водоносных горизонтов.

Водоносный комплекс верхнемеловых отложений (K_2m+ K_2st)

В верхнемеловых отложениях в мощной мел-мергельной толще выделяется два водоносных горизонта, имеющих спорадическое развитие в трещиноватых породах. Их мощности изменяются от 15,5 до 34 м Глубина залегания их кровли колеблется от 12-16 м (сантонские) до 52 м (маастрихтские) на крыльях куполов и от 18-19 м до 300 м – в межкупольных депрессиях. Статические уровни устанавливаются на глубинах 7-15 м от поверхности земли.

Воды соленые и рассолы с минерализацией от 41,6 до 210,0 г/дм^3 хлоридно-натриевого состава. Содержание редких элементов: брома – 68,0-188,8 мг/дм^3, йода 2,0-7,0 мг/дм^3, бора 3,0-7,5 мг/дм^3, фтора 0,6-7,0 мг/дм^3.

Водоупорные отложения турон-коньякского яруса (K_2t-cn)

Турон-коньякские мергельно-глинистые отложения, слагающие крылья куполов и межкупольные зоны, являются региональным водоупором для альб-сеноманского водоносного комплекса. Мощность их изменяется от 40 до 68 м.

В толще нижнего мела выделяются водоносные горизонты в песчаных прослоях альб-сеномана, апта и неокома.

Водоносный комплекс альб-сеноманских отложений (K_1al+K_2cm)

Альб-сеноманский водоносный горизонт приурочен к морским отложениям сеномана, среднего и нижнего альба. Водосодержащие породы представлены мелкозернистыми и тонкозернистыми кварцевыми песками, песчаниками. Мощность их колеблется в пределах от 3-68 м до 100-120 м. Статические уровни устанавливаются на глубинах 3-15 м от поверхности земли.

По степени минерализации и по химическому составу воды альб-сеноманских отложений изменяются от пресных до рассолов. Минерализация находится в пределах от 2,5-20,0 г/дм^3 до 55-125 г/дм^3. Общей характерной особенностью является увеличение их минерализации сверху вниз, наиболее высокой минерализацией характеризуется зона интенсивного развития соляно-купольной тектоники, где распространены воды рассольные с минерализацией от 65 до 133 г/дм^3.

По химическому составу воды альб-сеноманских отложений хлоридно-сульфатные натриевые. Содержание: брома 114-354 мг/дм^3, йода 2,8-8,7 мг/дм^3, бора 5,0-7,5 мг/дм^3. Увеличение их концентраций происходит с востока на запад в направлении погружения пород.

Водоносный комплекс аптских отложений (K_1ap)

Аптский водоносный горизонт приурочен к песчаным прослоям в подошве и кровле яруса, по площади не выдержан. Глубина залегания кровли апта изменяется от 630-713 м на крыльях куполов до 1276 м и ниже в мульдах. Мощность горизонта составляет 27,5-40,0 м. Статические уровни находятся на глубинах 7,0-12,5 м от поверхности земли.

Воды рассольные с минерализацией 71,3-147,1 г/дм^3, увеличиваясь с глубиной. По химическому составу воды хлоридные натриевые. Содержание (мг/дм^3): брома 101-168, йода 3-4, бора 2-9, стронция 220, лития 0,9, рубидия 0,1-0,2.

Водоносный комплекс неокомских отложений (K_1nc)

Водоносный горизонт неокома приурочен к песчаным пластам, переслаивающимся с глинисто-мергельными отложениями. Общая мощность горизонта 95-140 м. Глубина

залегания кровли горизонта составляет 410-450 м на крыльях куполов и 945-1300 м в погруженных зонах. Статические уровни устанавливаются на глубинах 6,4-22,5 м.

Воды рассольные с минерализацией 147,1–168,0 г/дм^3. По химическому составу воды хлоридные натриевые. Содержание (мг/дм^3): брома 181,0-219, йода 4,0-24,0, бора 2,0-3,5, стронция 180-220.

Воды комплекса не пригодны для использования в питьевых целях либо для орошения.

Неокомский горизонт является надежным горизонтом для захоронения промышленных стоков. В настоящее время для захоронения промстоков используется готеривский песчаный пласт неокомского комплекса. Горизонт песков готерива представлен песками зеленовато-серыми, мелкозернистыми, глинисто-алевритистыми, уплотнёнными, с редкими отдельными прослоями зеленовато-серых и почти чёрных глин. Эффективная водонасыщенная мощность коллектора основного песчаного тела достигает 72 м, при средневзвешенном коэффициенте пористости 24,8 %.

По материалам опытно-промышленного нагнетания рассчитаны гидродинамические параметры пласта: коэффициент водопроводимости – 71,3 м^2/сут., пьезопроводность – 1,83*106 м^2/сут, коэффициент фильтрации – 1,49 м/сут.

Водоносный комплекс в юрских отложениях (J)

Водоносный горизонт юрских отложений имеет повсеместное распространение. Водовмещающими породами являются пески, переслаивающиеся с песчаниками и мергелями. Глубина залегания кровли отложений 878-2000 м. Мощность песчаных прослоев 3-10 м. Статические уровни находятся на глубине 2,8-51,8 м.

Воды рассольные, минерализация 139,0-262,0 г/дм^3. По химическому составу воды хлоридные натриевые. Содержание в них: брома 201-290 мг/дм^3, йода 2,6-4,0 мг/дм^3.

Естественная защищённость подземных вод

Основным фактором естественной защищенности подземных вод от загрязнения является их перекрытость слабопроницаемыми отложениями с коэффициентом фильтрации менее 0,1 м/сутки. Естественная защищенность зависит от следующих факторов:

- глубины залегания уровня грунтовых вод;
- суммарной мощности слабопроницаемых отложений в разрезе зоны аэрации;
- литологии и фильтрационных свойств отложений.

Кроме вышеперечисленных факторов, защищенность подземных вод от загрязнения зависит то геоморфологических и геоструктурных особенностей территории.

По литологии и фильтрационным свойствам слабопроницаемые отложения разделяются на 3 группы: супеси, лёгкие суглинки (Кф – 0,1-0,01 м/сут); суглинки, песчаные глины (Кф – 0,01-0,001 м/сут); тяжелые суглинки, глины (Кф – менее 0,001 м/сут).

На основании анализа факторов защищённости оценка территории района по степени защищенности подземных вод от загрязнения:

- 1 категория – незащищённые (зона аэрации сложена песками, легкими супесями, трещиноватым мелом, коэффициент фильтрации более 0,1 м/сут).
- 2 категория – слабо защищенные (зона аэрации сложена глинистыми песками, супесями, легкими суглинками, трещиноватым мелом песчаником и мергелем, коэффициент фильтрации 0,1-0,01 м/сут).
- 3 категория – защищённые (зона аэрации сложена тяжелыми супесями и суглинками, с прослоями песчанистых глин, мела и мергеля, коэффициент фильтрации 0,01-0,001 м/сут).

- 4 категория – надёжно защищенные (зона аэрации сложена тяжелыми суглинками, глинами, мергелями, коэффициент фильтрации менее 0,001 м/сут).

Большая часть рассматриваемой территории отнесена к территории незащищенной и слабо защищенной от загрязнения с поверхности (1, 2 категории). Зона аэрации сложена толщей песков, супесей, суглинков, глинистых песков, супесей и суглинков в прибрежной зоне с массой ракушек и прослоями глин.

Наиболее высокой защищенностью подземных вод (3, 4 категории) обладают воды более глубоких водоносных горизонтов, где зона аэрации сложена суглинками, супесями и глинами мощностью от 1,0 м до 100,0 м.

Подземные воды альб-сеноманских отложений относятся к хорошо защищенным от техногенных воздействий «сверху» в виду их глубокого залегания и большой мощности зоны аэрации.

Подземные воды, залегающие в неокомском водоносном горизонте, а также в вышележащих горизонтах, непригодны для использования, как в качестве питьевой воды, так и для целей ирригации и животноводства.

Содержание редких элементов в подземных водах альб-сеноманских, неокомских и юрских водоносных горизонтов не представляет промышленного значения.

Взаимосвязь грунтовых вод с водами Каспийского моря

В пределах рассматриваемой территории подземные воды не имеют практического значения из-за высокой минерализации. Глубина залегания грунтовых вод на территории объектов ТШО изменяется от 0,24 до 4,18 м. Грунтовые воды соленые до рассолов с минерализацией от 27 до 349 г/л.

Для оценки взаимосвязи грунтовых вод с водами Каспийского моря ТОО «Геоэкосервис», г. Атырау с участием специалистов ОАО «Алматыгидрогеология» в 2003 году были проведены гидрогеологические исследования.

Проведенный комплекс натурных наблюдений, буровых работ и камеральных исследований с применением метода математического моделирования позволили определить количественно основные составляющие водного баланса грунтовых вод, его приходные и расходные составляющие.

Это дало возможность оценить величину подземного стока грунтовых вод с данной территории в море и доказать, что незначительная его величина не может отразиться на переносе загрязняющих веществ в акваторию Каспия.

Моделирование процессов геофильтрации и геомиграции, а также нагонно-сгонных явлений показало следующее:

- На исследуемой территории в основном наблюдается вертикальный водообмен между водоносными горизонтами и зоной аэрации; латеральный поток (по пласту современных новокаспийских отложений) практически отсутствует. Это объясняет природу обогащения грунтовых вод различными компонентами, характерными для подземных вод глубокого залегания.
- Результаты математического моделирования уровенного режима подземной гидросферы показывают, что подтопление территорий на отдельных участках обусловлено специфическими геолого-гидрогеологическими и геоморфологическими условиями формирования уровенного режима грунтовых вод и не связано с техногенными процессами и производственной деятельностью ТШО.

- В связи с низкими водопроводящими свойствами первого от поверхности водоносного горизонта абсолютная отметка уровня Каспийского моря (±2 м от современного положения) существенного влияния на гидрогеологическую обстановку не оказывает.
- При сильных нагонах подъем уровня грунтовых вод отмечается в непосредственной близости от дамбы (не более 1,5 км) и составляет первые десятки сантиметров.
- Солевой обмен также осуществляется между водоносными горизонтами и зоной аэрации. По потоку подземных вод перемещения растворенных солей не происходит.
- Низкие градиенты потока подземных вод и водопроводящие свойства новокаспийских отложений весьма затрудняют водообмен между морем и водоносным горизонтом [Отчёт по результатам гидрогеологических исследований по оценке взаимосвязи грунтовых вод с водами Каспийского моря, 2003 г.].

На рисунке 2.5.2.1 представлена карта гидроизогипс, построенная по материалам ПЭК за 4 квартал 2022 года, по мониторинговым скважинам на новокаспийский водоносный горизонт. Как видно на карте, общий поток грунтовых вод направлен в сторону Каспийского моря.

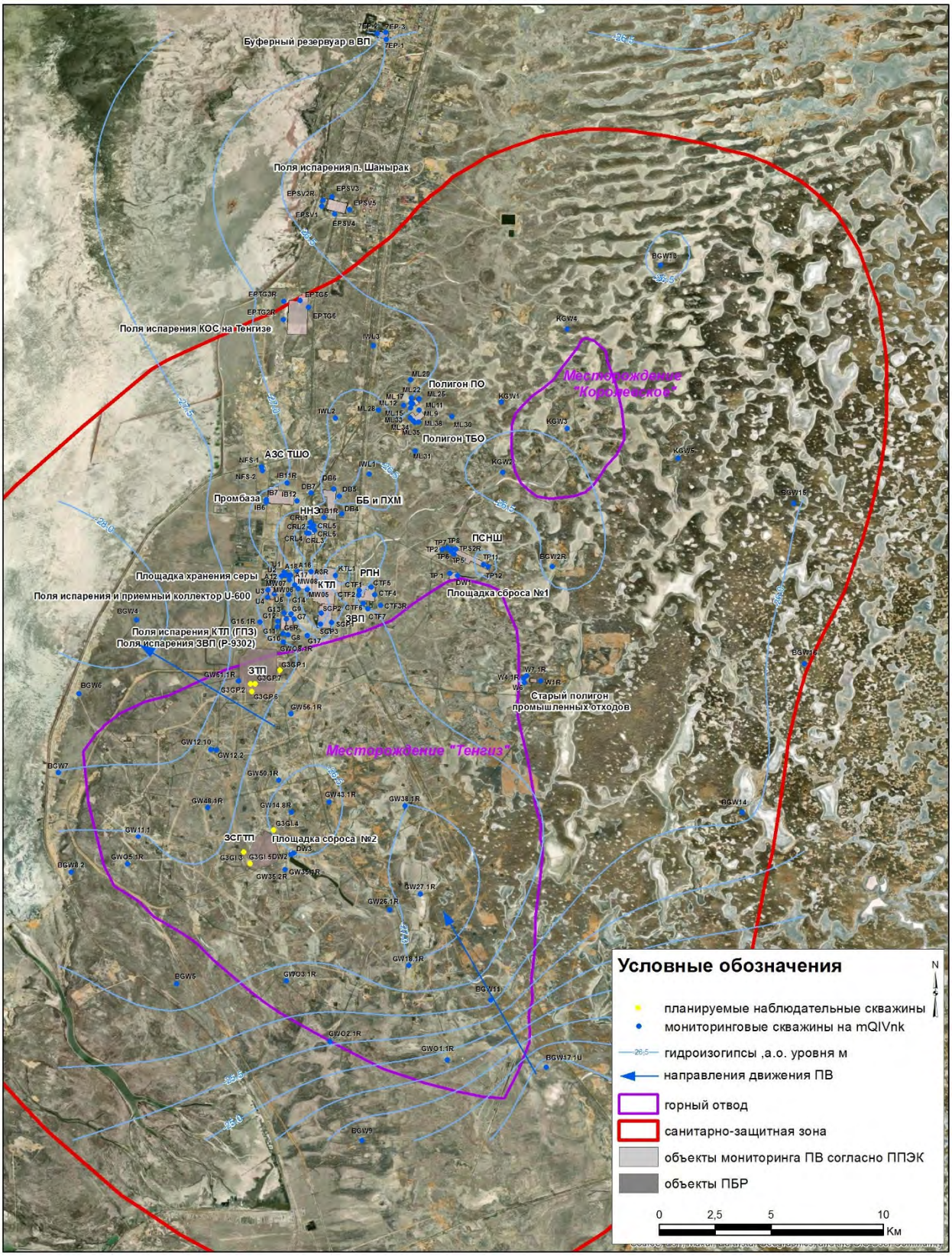


Рисунок 2.5.2.1. Карта гидроизогипс и расположения объектов ПЭК и наблюдательных скважин

2.5.3. Качество подземных вод

На объектах ТШО предусмотрен мониторинг грунтовых вод четвертичных отложений, залегающих первыми от поверхности и являющимися менее защищёнными от потенциально возможного загрязнения при эксплуатации Тенгизского и Королёвского месторождений нефти.

Существующая режимная сеть мониторинговых скважин в зоне воздействия объектов ТШО достаточно представительна и в целом позволяет оценить и контролировать процессы техногенного воздействия объектов на подземные воды.

Для анализа современного состояния подземных вод использовались данные производственного мониторинга за 2020-2022 гг. (Отчеты ПЭК ТШО), который проводился в соответствии с «Программами производственного экологического контроля» ТШО (Программа ПЭК). Мониторинг в эти периоды (2014-2015 гг. и 2016-2018 гг.), имеет различия по количеству участков наблюдения, скважин на участках, ингредиентному составу, периодичности наблюдений, что иногда отражается на форме/виде представленных материалов по анализу состояния подземных вод. В 2020 году из-за ограничений, связанных с COVID часть замеров не сделана. Ниже, для примера, представлена сводная таблица по участкам и определяемым компонентам за 2022 год. Всего в 2022 году наблюдения проводились по 22 объектам, всего на разных объектах в зависимости от назначения объекта производились замеры 21 компонента в 144 скважинах расположенных на территории самих технологических объектов, из которых 11 скважин – фоновые наиболее приближенные к границе СЗЗ.

В пределах рассматриваемой территории грунтовые воды высоко минерализованы, содержат высокие концентрации микроэлементов и не могут быть использованы для хозяйственно-питьевых нужд. Нормативы по ним не установлены, в связи с этим, сравнение с ПДК не уместно.

Программа ПЭК на 2022 год

п/п	Объект	Частота замеров	Наблюдаемый параметр																				
			pH	НП	Pb	Cd	Zn	Cr	Fe (общ)	Ni	Cu	S^{2-}	SO^{2-}	H_2S	Σ сух	АПАВ	ХПК	Mn	NH^{4+}	NO^{3-}	NO^{2-}	Cl^-	БТЭК
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	Промышленная база	1 р/год	■	■																			
2	Старый полигон промышленных отходов		■	■	■	■	■																
3	Нефтепромысел		■	■	■	■		■															
4	База бурения и площадка хранения металлолома		■	■	■		■		■	■													
5	Площадка стабилизации нефтешлама		■	■	■	■	■	■		■	■												
6	Резервуарный парк нефти (РПН)	2 р/год	■	■																			
7	Нефтеналивная эстакада		■	■																			
8	Поля испарения и приемный коллектор U-600		■	■																			
9	Завод КТЛ		■	■																			
10	Завод второго поколения ЗВП		■	■																			
11	Площадка хранения серы		■									■	■	■									
12	Поля испарения ЗВП (Р-9302)		■	■									■	■		■							
13	Поля испарения КТЛ (ГПЗ)		■	■									■	■		■							
14	Поля испарения КОС на Тенгизе		■										■			■			■	■	■		
15	Поля испарения п. Шанырак		■										■			■			■	■	■		
16	Полигон ТБО		■	■	■			■	■	■					■	■	■	■		■	■		
17	Полигон ПО		■		■			■	■	■					■	■	■	■					
18	Площадка сброса №1		■	■					■										■	■	■		
19	Площадка сброса №2		■	■					■										■	■	■		
20	Буферный резервуар в ВП		■										■						■	■			
21	Фоновые скважины	2/4 р/год	4	4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
22	АЗС ТШО	4 р/год	■	■																			■

Фоновые скважины

Определяемые компоненты и их средние концентрации в грунтовых водах в фоновых скважинах за 2020-2022 годы приводятся в таблице 2.5.3.1.

Таблица 2.5.3.1 Среднее содержание определяемых ингредиентов в фоновых скважинах

Определяемое вещество	СФК ср. годовые, мг/дм^3		
	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Барий	0,00015	0,00015	-
Бериллий	0,00001	0,00001	-
Кадмий	0,0001	0,0001	0,0002
Кобальт	0,0001	0,0001	-
Хром	0,055	0,054	0,011
Железо	3,15	2,63	3,35
Марганец	1,35	1,33	1,14
Медь	0,0035	0,0035	0,007
Молибден	0,237	0,169	-
Никель	0,00015	0,00015	0,0003
Свинец	0,00015	0,00015	0,0003
Цинк	0,006	0,006	0,012
Нитраты	45,36	72,81	61,95
Нитриты	0,46	0,40	0,39
Азот аммонийный	0,078	0,079	0,066
Сульфаты	22797	25631	24161
Сульфиды	0,003	0,06	0,006
Сероводород	0,003	0,063	0,007
Хлориды	53471	55366	56593
Общая минерализация	122460	124639	125335
pH	7,1	7,1	7,1
Литий	2,101	1,916	-
Стронций	17,1	19,9	-
АПАВ	0,062	0,040	0,050
ХПК	292	296	260
Нефтепродукты	0,01	0,01	0,02
Бензол	0,0006	0,0006	0,0012
Толуол	0,0005	0,0005	0,001
Этилбензол	0,00065	0,00065	0,0013
Ксилол	0,00185	0,00185	0,037

Фоновые скважины расположены на значительном расстоянии от производственных объектов, но как видно из таблицы, концентрация ряда металлов, таких как хром, железо, марганец, а также сухого остатка в пробах грунтовых вод из фоновых скважин завышены, что свидетельствует о высоком природном содержании этих компонентов в грунтовых водах региона.

Расположение наблюдательных скважин показано на рисунке 2.5.2.1.

Температура и глубина залегания уровня грунтовых вод

Наряду с контролем качества грунтовых вод, на территории ТШО ежеквартально проводится замер температуры и уровня грунтовых вод.

Ниже представлены графики изменения температуры за период с 2020 по 2022 годы, на двух объектах и для сравнения представлен график температур в фоновых скважинах. Все графики идентичные, изменение температур первого от поверхности горизонта имеет повторяемость, связанную с сезонами года. В летний период температуры увеличиваются, в зимний уменьшаются (рисунок 2.5.3.1). Так в летний период температуры составляли 15-25°С, максимальное значение было 27,4°С (Площадка сброса №2, точка DW2, дата 14/07/2021), в зимний 5-10°С, минимальное зафиксированное значение составило 5,3°С (РПН, точка CTF4, дата 08/01/2021 и Нефтеналивная эстакада, точка CLR3, 11/01/2021).

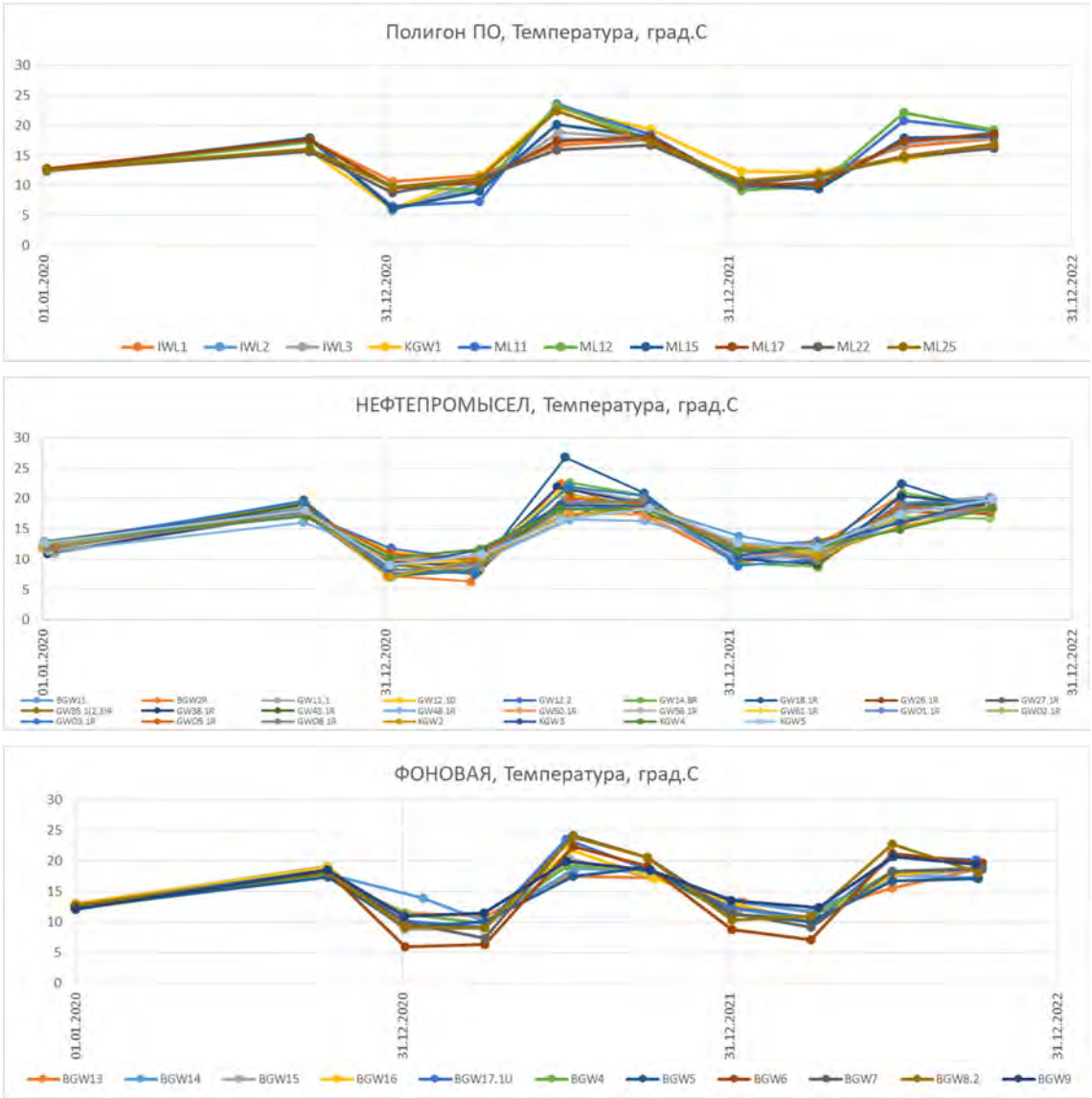


Рисунок 2.5.3.1. Динамика изменения температуры в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Из проведенного анализа уровней следует, что уровень грунтовых вод в скважинах на территории ТШО изменяется везде равномерно, как в фоновых скважинах, так и на производственных объектах, присутствуют сезонные колебания уровня (в весенне-летний период уровни несколько выше, чем в зимний). Увеличения отметок не происходит за исключением участка Площадка сброса №2, куда в последние годы происходит повышенный объем сброса дренажных вод (рис. 2.5.3.2).

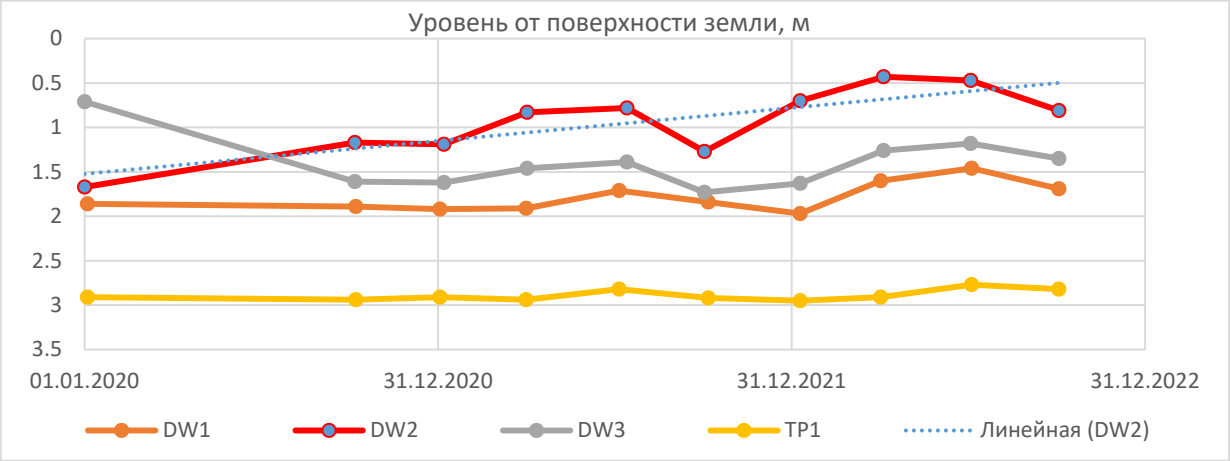


Рисунок 2.5.3.2. Динамика изменения уровня в грунтовых водах на Площадке сброса №2 в период 2020-2022 гг.

Как видно из рисунка 2.5.3.3 колебания абсолютных отметок (А.О.) уровня грунтовых вод на территории объектов ТШО незначительны и находятся в основном в пределах -26,0 – -28,0 метров. Минимальная абсолютная отметка уровня грунтовых вод в 2022 году составила (-22,54 м) наблюдалась в фоновой скважине BGW17.1U. Наибольшая отметка уровня составила (-28,33 м) и замерена в фоновой скважине BGW4. От земли средние отметки уровней составляют 1,8 м, максимальные 4,18 м. В скважине EPTG5 на Полях испарения КОС, в мае и июле 2022 года наблюдались отметки уровня выше земли (+0,2 и +0,009 м).



Рисунок 2.5.3.3. Динамика изменения абс. отметок уровней в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Химический состав грунтовых вод

Для отображения состояния подземных вод были построены графики изменения концентрации химических компонентов по объектам ТШО. Для некоторых элементов указаны фактические концентрации, для остальных объект характеризуется усредненными значениями концентраций компонентов по наблюдательным скважинам, расположенным вблизи него. Кроме того, на некоторых графиках отображена: среднефоновая концентрация (СФК) в виде красной линии.

Нефтепродукты

Нефтепродукты замеряются практически на всех объектах, кроме Площадки хранения серы, Полигона ПО, Поля испарения КОС на Тенгизе и Поля испарения п. Шанырак.

Динамика изменения концентрации нефтепродуктов в грунтовых водах за период 2020-2022 гг. в скважинах на территории ТШО приводится на рисунке 2.5.3.4.

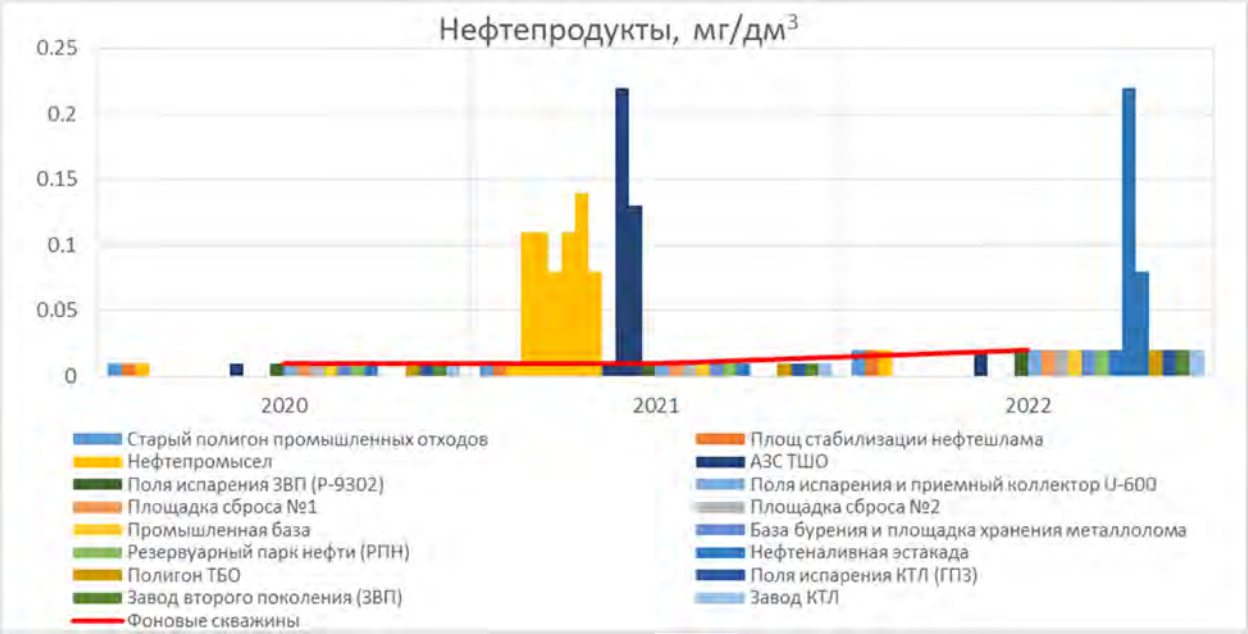


Рисунок 2.5.3.4. Динамика изменения концентрации нефтепродуктов в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Содержание нефтепродуктов по всем объектам компании в период наблюдений 2020-2022 гг. составляло 0,01 мг/дм^3 (в 2020 и 2021 гг.) и 0,02 мг/дм^3 (в 2022 г.).

Исключение в разные годы составили несколько проб на трех участках. На нефтепромысле 6 проб из 25 в 3 квартале 2021 года отличались от значения 0,01 мг/дм^3, на АЗС ТШО 2 пробы из 3 (PS1 - 0,22 мг/дм^3 и PS2 - 0,13 мг/дм^3). В трех пробах GW14.8R, GW18.1R, GW56.1R значения составили 0,11 мг/дм^3. В двух пробах GW35.1R и KGW5 – 0,08 мг/дм^3. В одной пробе KGW3 – 0,14 мг/дм^3 и 2 пробы из 3 на АЗС ТШО (PS1 - 0,22 мг/дм^3 и PS2 - 0,13 мг/дм^3). На участке Нефтеналивная эстакада во 2 квартале 2022 года в точке CRL6 концентрация нефтепродуктов составила 0,22 мг/дм^3 вместо 0,02 мг/дм^3, и в 4 квартале этого же года на этом же участке в точке CRL4 было зафиксировано значение нефтепродуктов 0,08 мг/дм^3.

Кадмий

Кадмий, помимо фоновых скважин, контролируется на 3-х участках: Старый полигон промышленных отходов, Площадка стабилизации нефтешлама, Нефтепромысел.

Динамика изменения содержания кадмия в грунтовых водах в 2020-2022 гг. в мониторинговых скважинах приводится на рисунке 2.5.3.5.

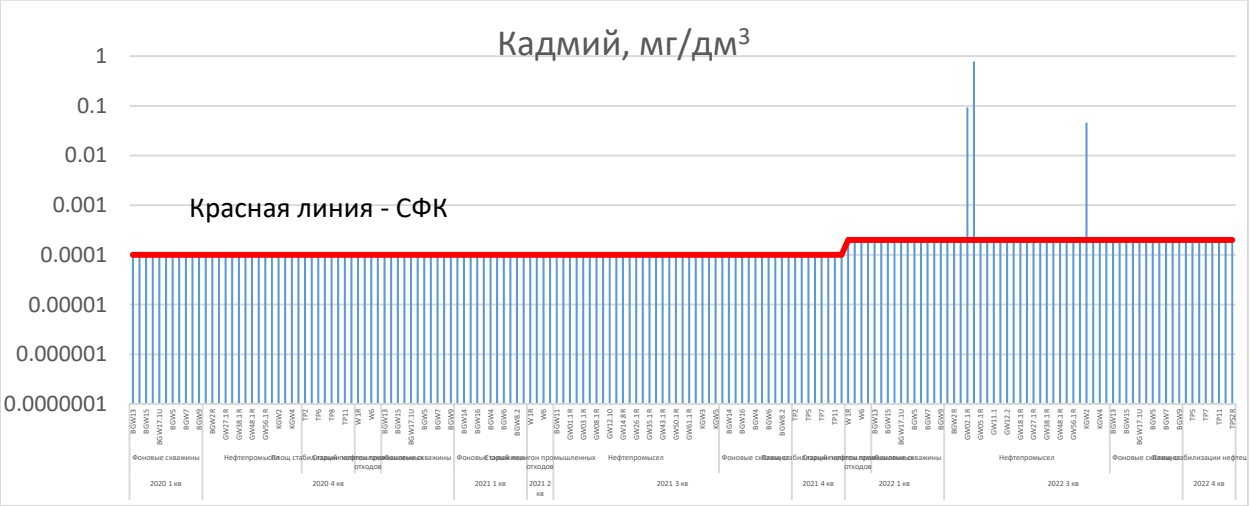


Рисунок 2.5.3.5. Динамика изменения концентрации кадмия в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Из диаграммы следует, что содержание кадмия в грунтовых водах за рассматриваемый период как в наблюдательных скважинах вблизи объектов, так и в фоновых остается ниже предела обнаружения метода, до 2022 года все значения составляли 0,0001 мг/дм^3, а в 2022 году 0,0002 мг/дм^3. Исключение составили три замера в 2022 году на участке нефтепромысла, в которых концентрации оказались на порядки выше: в скважинах GW02.1R (0,093 мг/дм^3), GW03.1R (0,78 мг/дм^3) и KGW2 (0,046 мг/дм^3). Данные значения выпадающие из общего хода графика на порядки, можно отнести к исключениям.

Хром

Динамика изменения концентрации хрома в грунтовых водах в период 2020-2022 гг. приводится на рисунке 2.5.3.6.

В течение рассматриваемого периода хром замерялся на 4 участках (Площадка стабилизации нефтешлама, Нефтепромысел, Полигоны ПО и ТБО) и в фоновых скважинах.

Превышения среднефоновой концентрации хрома наблюдались на территории ТШО только на участках нефтепромыслов. На остальных участках, не смотря на отклонения в замерах превышения не наблюдалось.

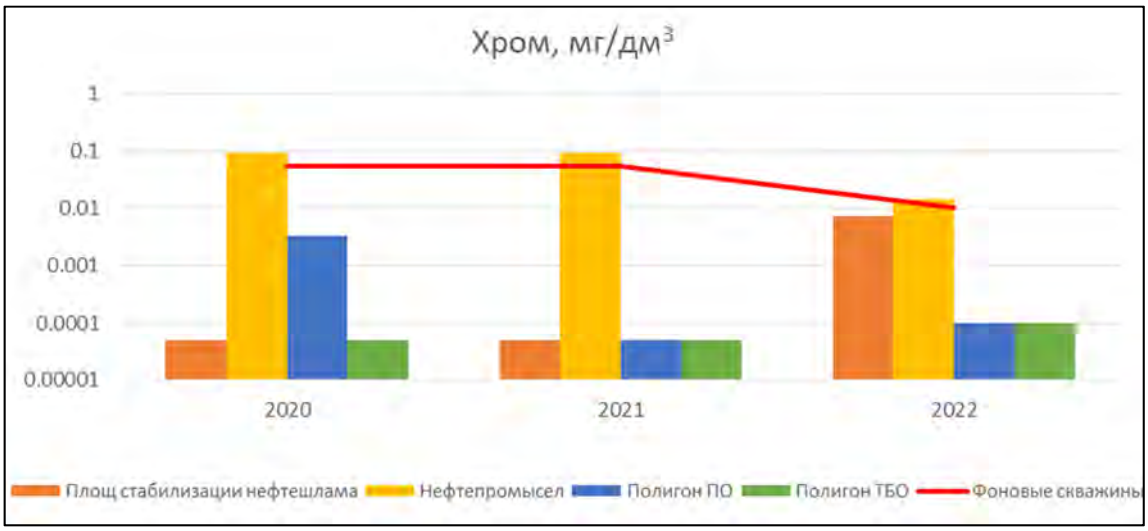


Рисунок 2.5.3.6. Динамика изменения концентрации хрома в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Так на участке Полигон ПО в 2020 и 2021 году все значения были 0,00005 мг/дм^3, в 2022 все значения были 0,0001 мг/дм^3, но во 2 квартале 2021 года в точке IWL1 замер показал значение 0,036 мг/дм^3, т.е. на несколько порядков выше, что, скорее всего, является ошибкой определения. Так же на участке Площадка стабилизации нефтешлама все значения в 2020-2021 годах были 0,00005 мг/дм^3, в 2022 – 0,0001 мг/дм^3, но в 4 квартале 2022 года в точке ТР6 замеренное значение составило 0,057 мг/дм^3, что так же на несколько порядков отличается от остальных замеров и вероятно является ошибкой или опечаткой.

Динамика в замеренных концентрациях хрома, наблюдалась только на участке нефтепромысла, с 2020 по 2022 год значения изменялись от 0,0001 до 0,52 мг/дм^3. Среднее значение было 0,06367 мг/дм^3.

В 2020 г. минимум составил 0,065 мг/дм^3, максимум 0,115 мг/дм^3, среднее 0,092 мг/дм^3.

В 2021 г. минимальная концентрация составила 0,038 мг/дм^3, максимальная 0,52 мг/дм^3, средняя 0,09576 мг/дм^3.

В период 2022 года максимальные значения хрома были 0,028 мг/дм^3, минимальные 0,0001 мг/дм^3, средние 0,04572 мг/дм^3.

Таким образом за все три года средние концентрации хрома на нефтепромысле несколько превышали СФК в среднем в 1,6 раз.

Медь

Концентрация меди замеряется на одном объекте – Площадка стабилизации нефтешлама, ниже приводятся данные в сравнении с фоновыми замерами.

В 2020 году в 4 квартале все замеры на Площадке стабилизации нефтешлама составляли 0,00015 мг/дм^3, при этом фоновые замеры показали значения 0,0035 мг/дм^3 (рис. 2.5.3.7). За период наблюдений в 2021 г. концентрации меди, так же не превышали фоновые, а были наравне с ними и составляли 0,0035 мг/дм^3, в 2022 году оба значения увеличились в 2 раза и составили 0,007 по всем скважинам.

Схожесть значений и их изменение по годам связано с пределом определения метода анализа.

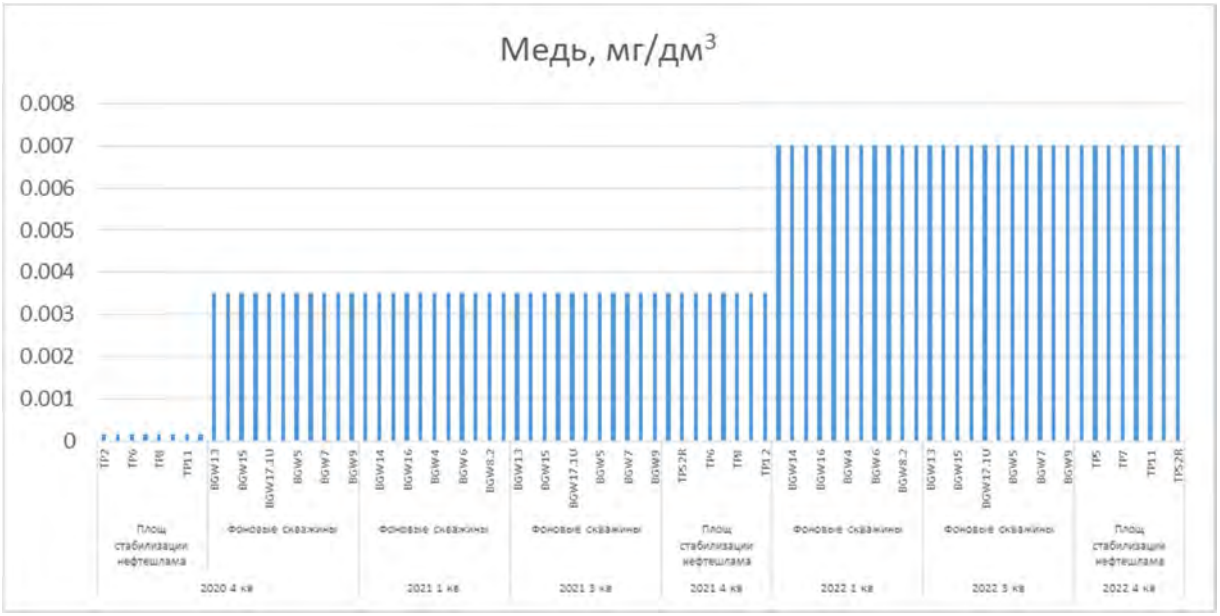


Рисунок 2.5.3.7. Динамика изменения концентрации меди в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Никель

Динамика изменения концентрации никеля в грунтовых водах в период 2020-2022 гг. приводится на рисунке 2.5.3.8.

В течение рассматриваемого периода во всех пробах, кроме одной, концентраций выше среднефоновых не наблюдались.

В 4 квартале 2022 года в скважине ТР6 на Площадке стабилизации нефтешлама, замеренное значение составило 1,7 мг/дм^3, что скорее всего является ошибкой в измерениях, т.к. все остальные 194 пробы имеют одинаковые значения, которые в 2020 и 2021 году составляли 0,00015 мг/дм^3, а в 2022 стали 0,0003 мг/дм^3 на всех четырех объектах: Базе бурения и площадке хранения металлолома, Площадке стабилизации нефтешлама, Полигонах ПО и ТБО, так и в фоновых скважинах.

Это связано с пределом определения метода анализа и его изменением в 2022 году с 0,00015 до 0,0003 мг/дм^3.

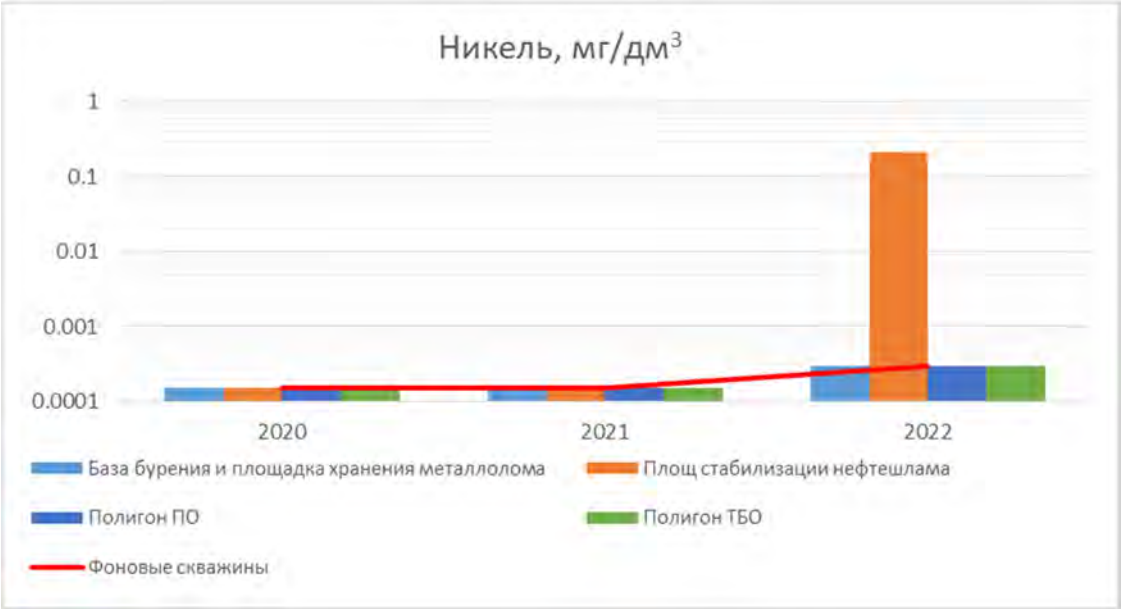


Рисунок 2.5.3.8. Динамика изменения концентрации никеля в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Свинец

Динамика изменения концентрации свинца в грунтовых водах в период 2020-2022 гг. приводится на рисунке 2.5.3.9.

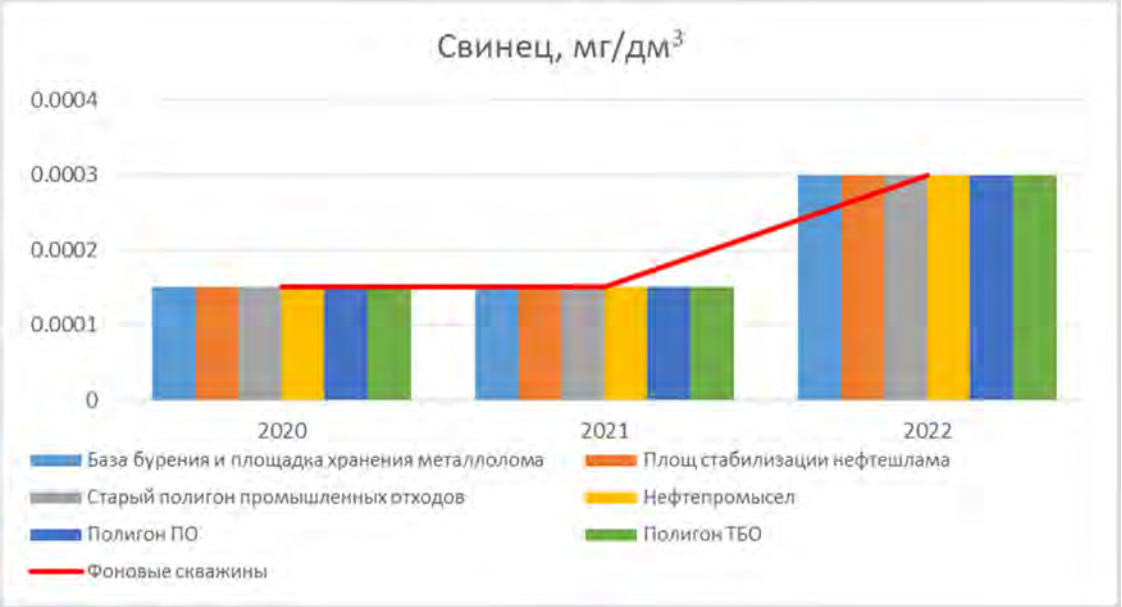


Рисунок 2.5.3.9. Динамика изменения концентрации свинца в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

В период с 2020 по 2022 год концентраций свинца выше среднефоновых не наблюдались. На всех шести объектах: территории Базы бурения и площадке хранения металлолома, площадке стабилизации нефтешлама, Старом полигоне ПО, Нефтепромысле, Полигонах ПО и ТБО и в фоновых скважинах значения были одинаковы, и в 2020-2021 году составили 0,00015 мг/дм^3, а в 2022 году увеличились до 0,0003 мг/дм^3.

Данные значения связаны с пределом определения метода анализа и его изменением в 2022 году с 0,00015 до 0,0003 мг/дм^3.

Цинк

Динамика изменения концентрации цинка в грунтовых водах в период 2020-2022 гг. приводится на рисунке 2.5.3.10.

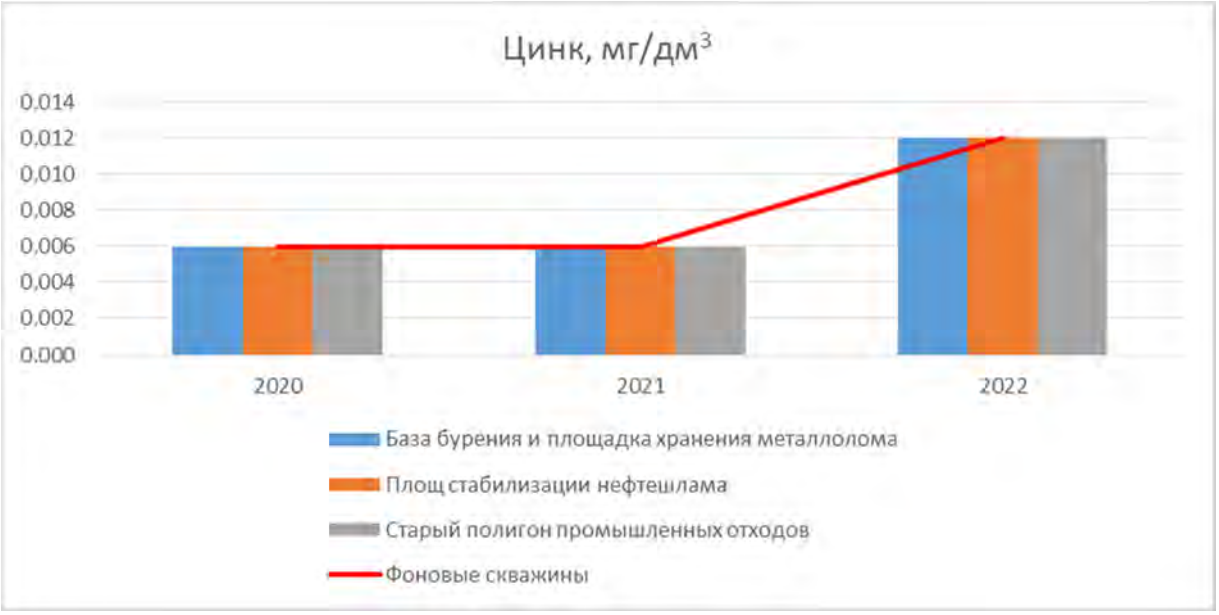


Рисунок 2.5.3.10. Динамика изменения концентрации цинка в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

В течение рассматриваемого периода концентраций выше среднефоновых не наблюдались. На всех трех объектах: территории Базы бурения и площадке хранения металлолома, площадке стабилизации нефтешлама, Старом полигоне захоронения ПО, как и в фоновых скважинах значения были одинаковы, и в 2020-2021 году составили 0,006 мг/дм^3, а в 2022 году увеличились до 0,012 мг/дм^3.

Что связано с пределом определения метода анализа и его изменением в 2022 году с 0,006 до 0,012 мг/дм^3.

Барий

Барий наблюдался на 5 площадках: Нефтепромысел, Площадка стабилизации нефтешлама, Полигон ПО, Полигон ТБО, Старый полигон промышленных отходов и в фоновых скважинах.

Динамика изменения концентрации бария в грунтовых водах в период 2020-2021 гг. приводится на рисунке 2.5.3.11.

Все значения, замеренные в 2020 и 2021 году, составляли 0,00015 мг/дм^3.

С 2022 года, согласно программе ПЭК, замеры бария в грунтовой воде прекратились.

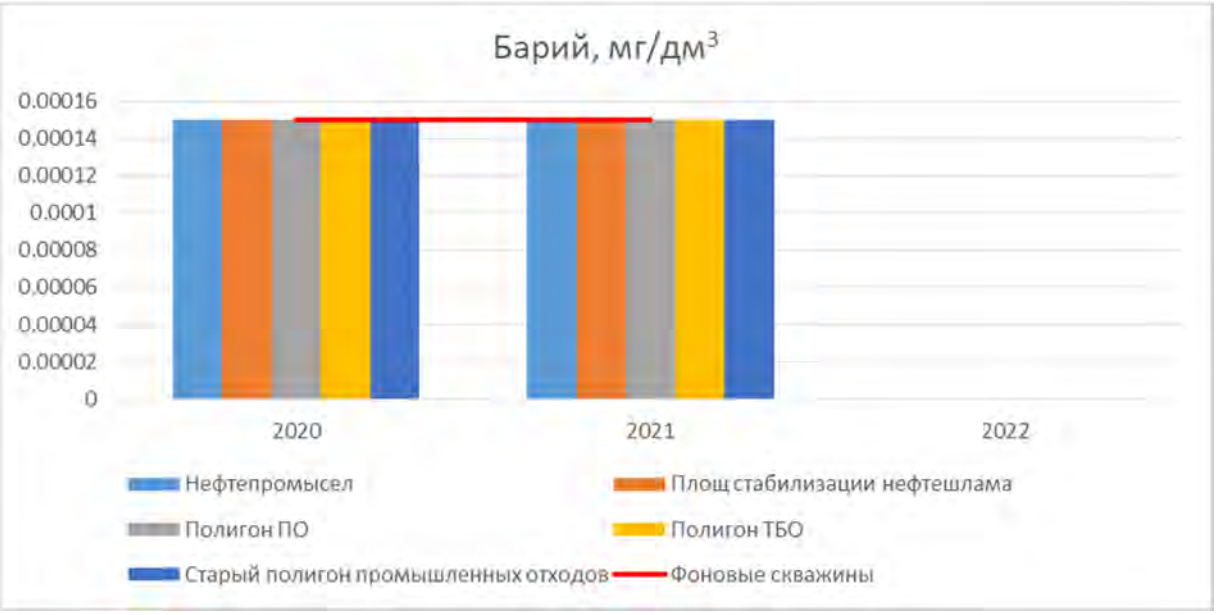


Рисунок 2.5.3.11. Динамика изменения концентрации бария в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2021 гг.

Макрокомпоненты

Макрокомпонентный состав грунтовых вод в пределах рассматриваемой территории представлен ионами хлора, сульфатов. Динамика изменения концентраций макрокомпонентов в грунтовых водах за период 2020-2022 гг. в скважинах на территории ТШО приводится на рисунке 2.5.3.12.

За период 2020-2022 гг., в соответствии с Программой ПЭК, концентрации хлоридов, определялись только в фоновых скважинах, где наблюдается небольшая тенденция роста.

Сульфаты наблюдались на 6 участках Площадка хранения серы, Поля испарения ЗВП (Р-9302), Поля испарения КОС на Тенгизе, Поля испарения в п. Шанырак, Поля испарения КТЛ (ГПЗ) и в фоновых скважинах, а с 2022 года и на участке Буферный резервуар в ВП.

Минимальные концентрации в этот период отмечались на участке. Площадка хранения серы в 3 кв. 2022 года (3416 мг/дм^3), они были ниже среднефоновых, которые составляли

24196,4 мг/дм^3. Максимальные – там же, в 1 кв. 2022 года (34278 мг/дм^3) и превышали СФК на 10000 мг/дм^3. Среднее содержание по участкам составило 19694,2 мг/дм^3 и было ниже среднефоновых концентраций.

В 2020 году минимальное значение составило 7895 мг/дм^3 (Площадка хранения серы), максимальное значение 28001 мг/дм^3 (Поля испарения КОС на Тенгизе).

В 2021 году концентрации сульфатов изменялись от 3606 мг/дм^3 (Площадка хранения серы), до 30804 мг/дм^3 (Поля испарения КОС на Тенгизе).

Значения сульфатов в 2022 году составляли: минимум 3416 мг/дм^3 (Площадка хранения серы, 3 квартал), максимум наблюдался там же в 1 квартале и составил 34278 мг/дм^3.

В целом все значения были ниже среднефоновых, лишь на площадке Поля испарения п. Шанырак среднее (24487,0 мг/дм^3) в 2022 году незначительно превышало фоновое 24161,0 мг/дм^3.

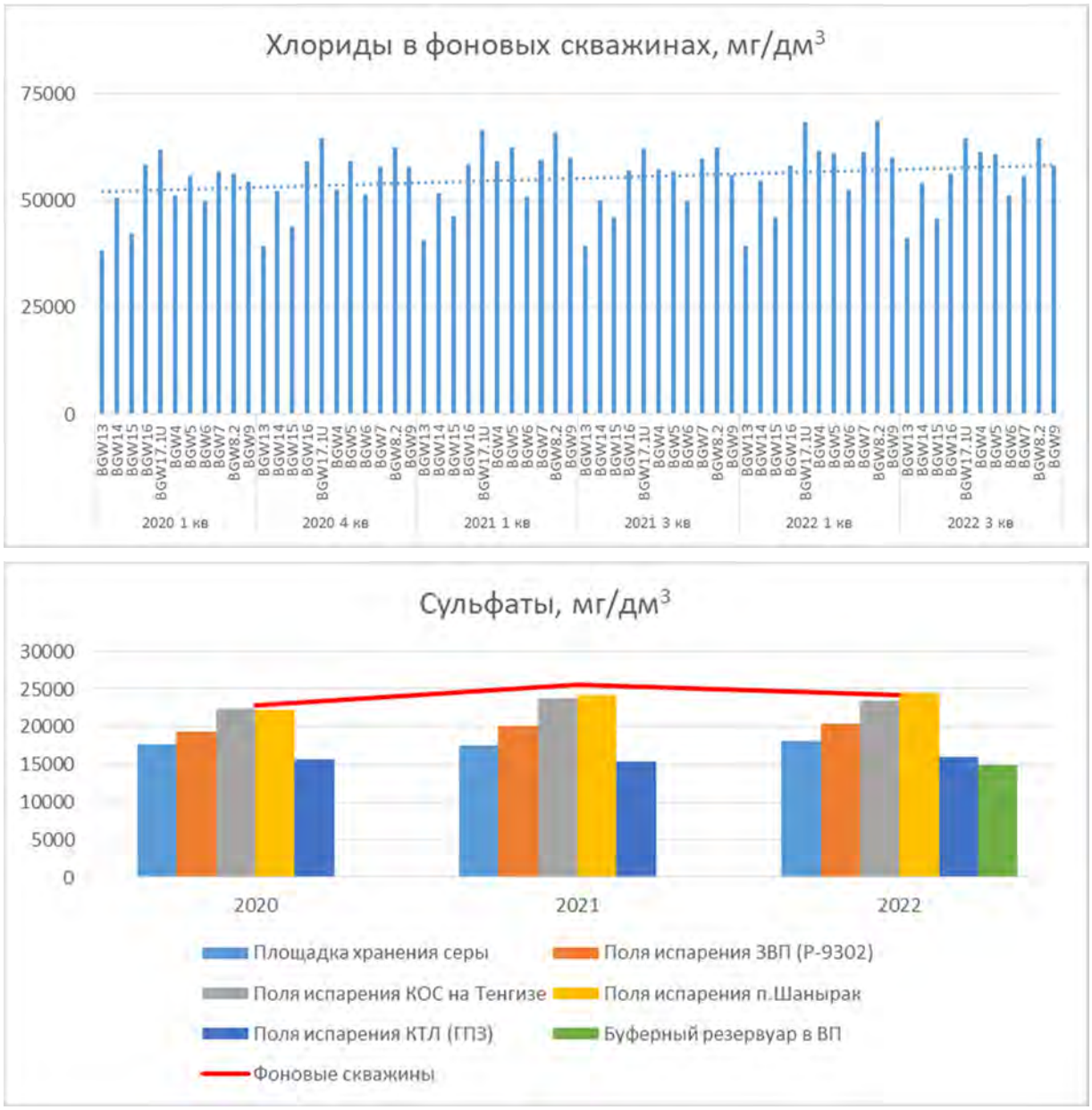


Рисунок 2.5.3.12. Концентрация основных ионов в составе грунтовых вод на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Биогенные элементы

В период 2020-2022 гг., в соответствии с Программой ПЭК, компоненты азотной группы определялись на участках полей испарения в п. Шанырак, КОС на Тенгизе, Площадках сброса №1 и №2, Полигон ТБО (нитраты, нитриты) и в фоновых скважинах. На участке буферного резервуара в вахтовом поселке замеры начались во 2 квартале 2022 года и не включали в себя нитриты. Максимальное содержание **азота аммонийного** за этот период отмечалось на участке Поля испарения КОС на Тенгизе (1,83 мг/дм^3), минимальное – на участках: Поля испарения в п. Шанырак, Площадка сброса №1 и №2, Поля испарения КОС на Тенгизе (0,008 мг/дм^3). Превышение средних по объектам концентраций азота аммонийного над среднефоновыми зафиксировано на Полях испарения КОС в 2020-2022 гг., на Площадке сброса №2 и в скважинах возле Буферного резервуара в ВП в 2022 году. Остальные значения были ниже среднефоновых, которые составили 0,077, 0,079 и 0,066 мг/дм^3 в 2020, 2021 и 2022 гг. соответственно. Максимальное превышение среднего по участкам значения над среднефоновым зафиксировано в 2022 году и составило 9,4 СФК (Поля испарения КОС).

В этот же период минимальные и максимальные концентрации **нитратов** составили 23,0 мг/дм^3 (Буферный резервуар в ВП, 3 кв. 2022 г.) и 417,0 мг/дм^3 на полях испарения в п. Шанырак (3 кв. 2021 г.).

Наибольшие значения **нитритов** отмечены на участке Поля испарения КОС – 18,118 (2 кв. 2022 г.). Минимальные были зафиксированы там же и на Площадках сброса №1 и №2 (1 кв.2020 г.) и составили 0,00265 мг/дм^3.

Средние за три года по объектам концентрации нитратов и нитритов составили 106,1 и 1,24 мг/дм^3 соответственно и превышают СФК составляющие 60,0 и 0,42 мг/дм^3 соответственно, в течение всего периода 2020-2022 гг.

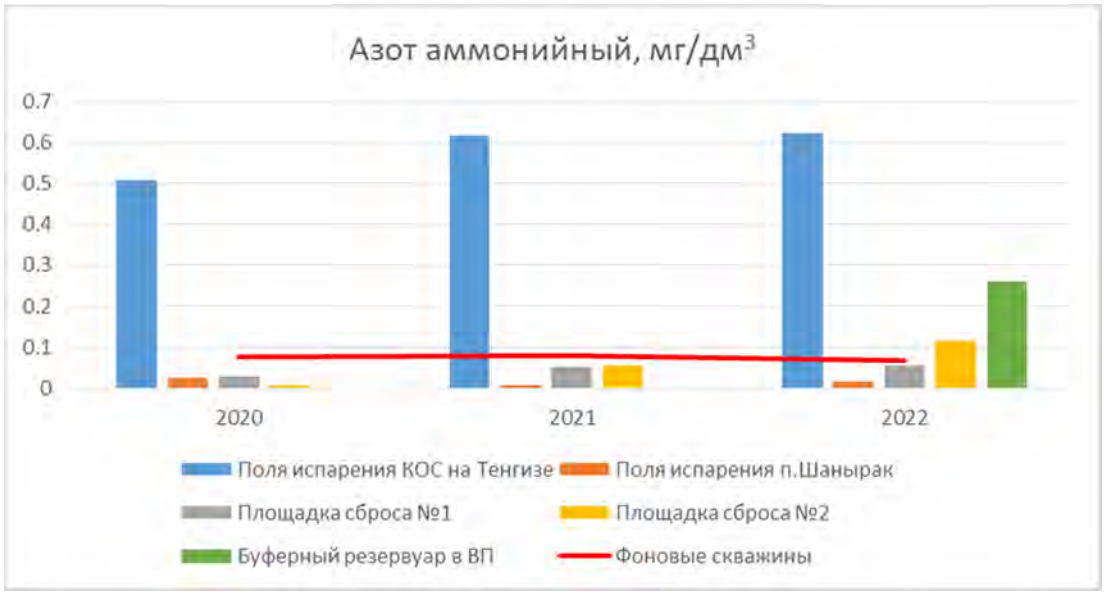
Динамика изменения средних концентраций биогенных элементов в грунтовых водах в сравнении с фоновыми скважинами за период 2020-2022 гг. на территории ТШО приводится на рисунке 2.5.3.13.

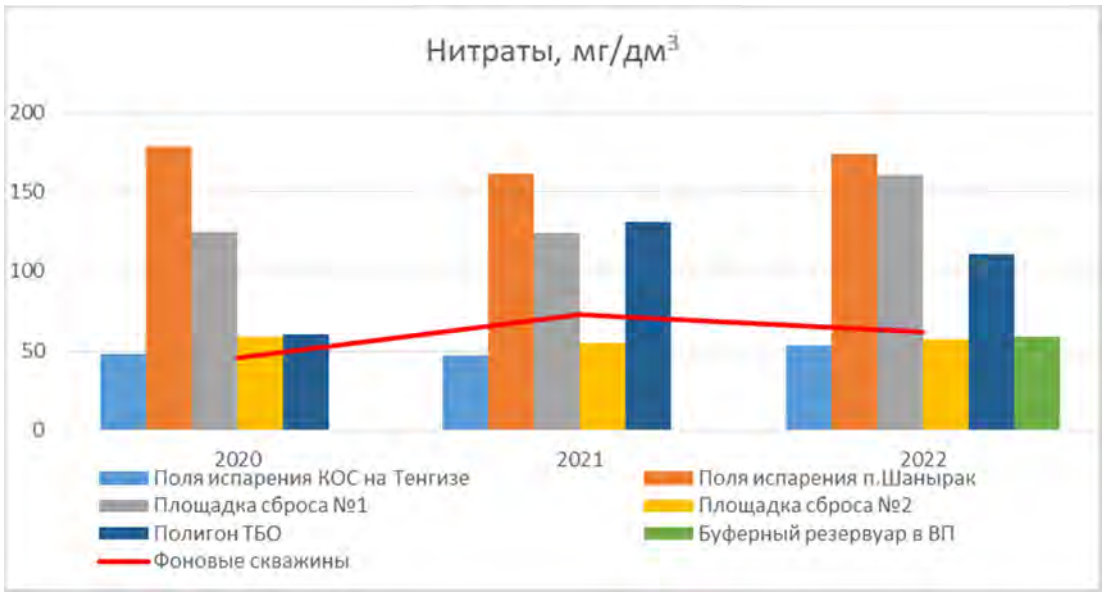
В 2020 г. концентрация азота аммонийного в грунтовых водах на рассматриваемой территории находилась в пределах от 0,008 мг/дм^3 до 0,83 мг/дм^3, среднее 0,112 мг/дм^3, нитритов от 0,00265 до 7,11 мг/дм^3, среднее 0,78 мг/дм^3, нитратов от 22,0 до 252,0 мг/дм^3, среднее 68,7 мг/дм^3.

В 2021 г. концентрации компонентов азотной группы составили: азота аммонийного от 0,008 мг/дм^3 до 1,83 мг/дм^3, среднее 0,162 мг/дм^3, нитритов от 0,00265 мг/дм^3 до 5,649 мг/дм^3, среднее 0,799 мг/дм^3, нитратов от 31,0 мг/дм^3 до 417,0 мг/дм^3, среднее 101,0 мг/дм^3.

В 2022 году концентрации азота аммонийного изменялись от 0,016 до 1,8 мг/дм^3, при среднем 0,164 мг/дм^3, нитритов от 0,0053 до 18,118 мг/дм^3, при среднем 1,12 мг/дм^3. Нитраты изменялись в пределах 23,0 до 365,0 мг/дм^3, среднее составило 87,4 мг/дм^3.

В 2020-2022 гг. превышения среднефоновых концентраций азота аммонийного отмечено только на участках Поля испарения КОС на Тенгизе, Площадка сброса №2 (в 2022 г.), Буферный резервуар в ВП (в 2022 г.); нитритов и нитратов на всех площадках кроме площадки Поля испарения КОС на Тенгизе.





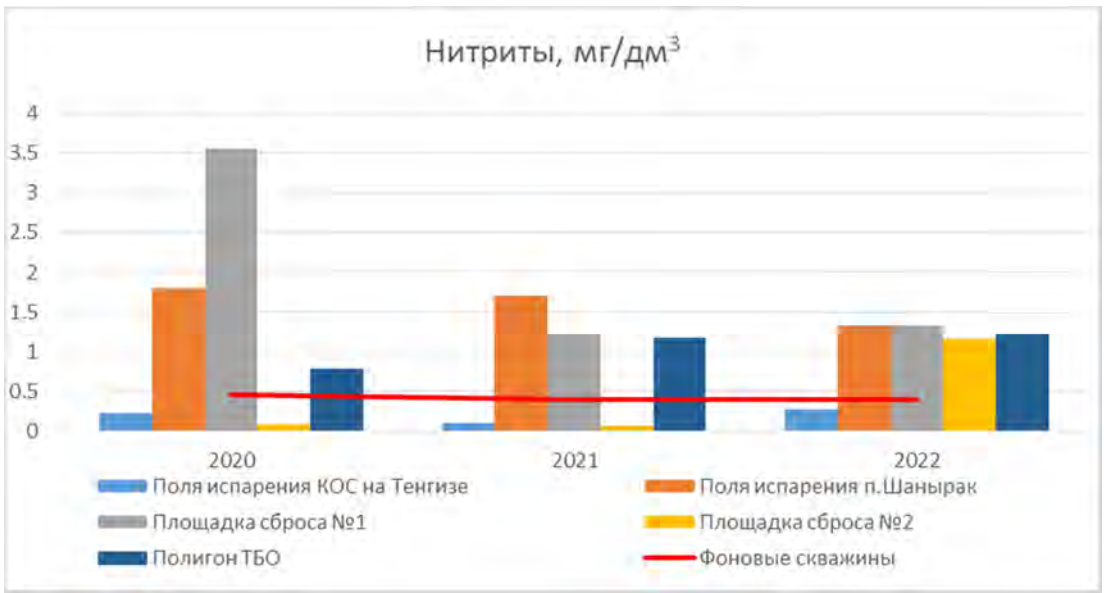


Рисунок 2.5.3.13. Концентрации биогенных элементов в грунтовых водах на объектах ТШО в период 2020-2022 гг.

Подземные воды на территории ТШО, в силу особенностей геологического строения региона – высокоминерализованные (от 27 до 349 г/л), с высоким содержанием таких микроэлементов как марганец, молибден, никель и др. Глубина залегания грунтовых вод на территории объектов ТШО изменяется от +0,2 до 4,18 м.

Для использования в питьевых целях либо для орошения подземные воды не пригодны (Санитарно-эпидемиологические требования от 20 февраля 2023 года № 26).

Естественная защищенность подземных вод возрастает с глубиной. Незащищенные и слабозащищенные от загрязнения сверху воды 1 и 2 категории приурочены к четвертичным отложениям. Более глубокие водоносные горизонты 3 и 4 категории (включая неокомский водоносный горизонт) являются надежно защищенными.

Результаты исследований взаимосвязи грунтовых вод с водами Каспийского моря позволяют предположить, что подтопление территорий на отдельных участках и высокие концентрации микрокомпонентов в подземных водах могут быть связаны с особенностями строения данной территории. Низкий градиент потока подземных вод и водопроводящие свойства новокаспийских отложений затрудняют привнесение загрязняющих веществ в акваторию Каспия.

Качество грунтовых вод по большинству наблюдаемых показателей в наблюдательных скважинах ТШО, в среднем, соответствует фоновому.

Природная концентрация бария, кадмия, железа, марганца, свинца, азота аммонийного, сульфатов, хлоридов и сухого остатка в пробах грунтовых вод из фоновых скважин и скважин вблизи объектов ТШО изначально выше ПДК культурно-бытового назначения.

Функционирование подземной гидросферы в застойном режиме усугубляет гидрохимическую обстановку водоносных горизонтов, в особенности четвертичных и современных отложений. Это выражается, в первую очередь, в увеличении содержания NH_4, H_2S в подземных водах исследуемой территории. Высокое содержание в воде этих веществ связано также с незначительным геологическим возрастом водовмещающих пород, содержащих большое количество органических остатков. Учитывая геологический возраст, органические остатки не успели разложиться и в настоящее время в подземной гидросфере продолжается их химическое преобразование с выделением NH_4, H_2S, что характерно для четвертичных и современных морских отложений всего Прикаспия.

Несмотря на большое количество мониторинговых скважин, в виду чрезвычайно неоднородной геохимии территории, определить воздействие производства на фоне значительных колебаний естественных показателей, довольно проблематично. Сравнение с фоном частично даёт возможность проводить сопоставление. При этом фоновые скважины, расположенные на значительном удалении от производства ТШО могут находиться в другой геохимической разности и поэтому сравнение с такими фоновыми показателями не позволяет сделать однозначный вывод. Сравнение с ПДК культурно-бытового назначения также не имеет смысла из соображений того, что грунтовые воды в любом случае непригодны для использования в этих целях.

Тем не менее, ТШО постоянно проводит работу и совершенствует контроль возможного влияния производства на качество подземных вод.

2.5.4. Использование глубоких водоносных горизонтов района месторождения

На ТШО в соответствии с законодательством РК ведется закачка производственных сточных вод в изолированный неокомский водоносный горизонт нижнего мела (K_1nc), сложенный отложениями валанжинского, готеривского и барремского ярусов (рис. 2.5.4.1).

Для захоронения промстоков используется готеривский песчаный пласт неокомского резервуара, обладающий достаточно высокими фильтрационными свойствами и залегающий на относительно небольшой глубине, где гидродинамические расчеты доказывают надёжную изолированность поглощающих горизонтов в неокомских отложениях от вышележащего водоносного комплекса альб-сеноманских отложений.

Эксплуатационная схема полигона закачки сточных вод ТШО включает в себя пять нагнетательных скважин Т-1НТ, Т-3НТ, Т-8НТ, Т-9НТ и Т-10НТ.

Процесс закачки контролируется путем наблюдения по семи скважинам, из которых три наблюдательные скважины Т-7НТ, Т-11НТ, Т-12НТ оборудованы на основной эксплуатационный резервуар закачки.

Вышележащий неокомский песчаный резервуар контролируется двумя скважинами Т-2НТ и Т-6НТ.

Нижележащий песчаный резервуар оборудован одной наблюдательной скважиной Т-5НТ.

Скважина Т-4НТ оборудована на альб-сеноманский водоносный горизонт с целью ведения мониторинга за буферным горизонтом, наблюдения за скважиной начаты с 2017 года.

Согласно п. 12 ст. 224 Экологического кодекса РК «В районе, где производится закачка отработанных вод в поглощающие скважины, за счет водопользователя должны быть организованы систематические лабораторные наблюдения за качеством воды в ближайших скважинах, родниках, колодцах в соответствии с программой производственного экологического контроля».

Контроль состояния подземных вод в районе полигона закачки ведется в соответствии с «Дополнением к Программе мониторинга подземных вод на полигоне захоронения промстоков Тенгизского комплекса». Наблюдения ведутся за уровнем грунтовых вод, температурой, давлением, pH. Лабораторные анализы проводятся для контроля содержания следующих компонентов: Fe общее, сероводород H_2S, взвешенные вещества, нефтепродукты, хлориды, сульфаты, азот аммонийный, Cu, Zn, Al, нитраты, нитриты. Ежегодно по данному полигону закачки составляется отчет, по Авторскому надзору, который предоставляется в госорганы.

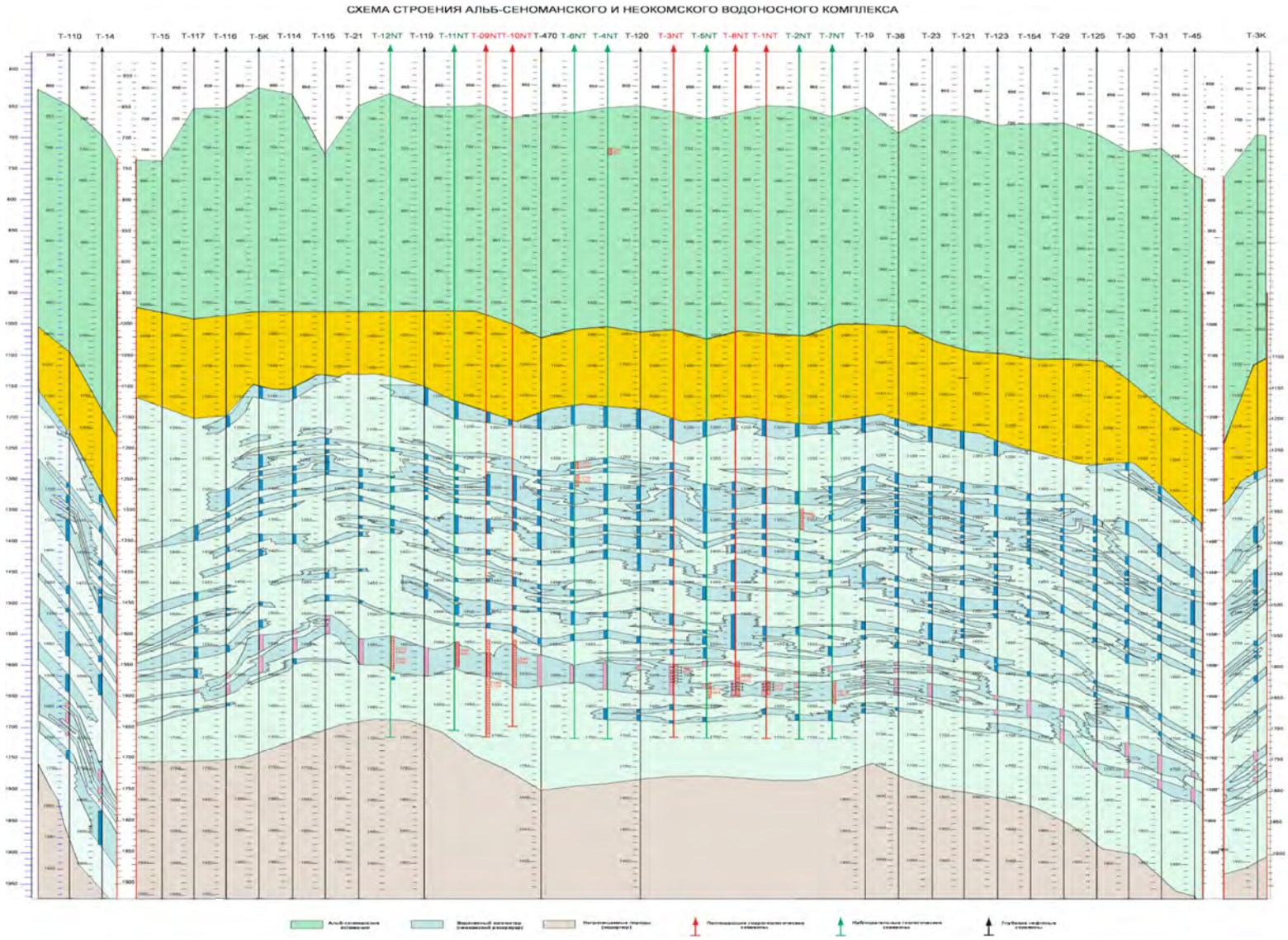


Рисунок 2.5.4.1. Схема строения альб-сеноманского и неокомского резервуара

2.6. ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ И ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

2.6.1. Землепользование

Объекты расположены на территории месторождений Тенгиз в Жылыойском районе Атырауской области.

Из-за жестких природно-климатических условий формирования и неблагоприятных агропроизводственных свойств, все пустынные почвы обладают низким естественным плодородием, использование их в земледелии без орошения и проведения сложных мелиоративных мероприятий невозможно. Основное сельскохозяйственное назначение земель – низко продуктивные сезонные пастбища. Значительные площади земель, занятые сорами, не пригодны для ведения сельскохозяйственного производства.

Пространственное расположение основных землепользователей показано на рисунке 2.6.1.1.

По материалам отчета «Сводная экспликация земель ТОО «Тенгизшевройл» Жылыойского района Атырауской области РК на 1 ноября 2013 года», общая площадь землепользования ТОО «Тенгизшевройл» в границах Жылыойского района составляет 57113,1033 га.

В состав землепользования ТШО входят земли населенных пунктов, земли промышленности и железнодорожного транспорта. Землепользование осуществляется, в основном, на праве долгосрочной аренды земель. Наиболее крупные земельные участки, по своему назначению относящиеся к землям промышленности, заняты месторождениями «Тенгизское» и «Королёвское». Актом земельного отвода для освоения и развития Тенгизского месторождения установлено право возмездного землепользования (аренды) на земельный участок площадью 52093,7106 га сроком до 2 апреля 2033 года.

С целью соблюдения режима использования земель в границах СЗЗ на этап промышленной эксплуатации, Постановлением Акима от 20 декабря 2009 года за № 439 на основании Землеустроительного проекта утверждена граница СЗЗ общей площадью 174,3 тыс. га.

Площадь установленной СЗЗ за исключением землеотводов месторождений Тенгиз и Королёвское составляет 118,0 тыс. га, за исключением этих землеотводов и сторонних месторождений – 105,4 тыс. га.

ТШО проводит поэтапный возврат земель территории Партнерства (Лицензионной территории добычи) ТОО «Тенгизшевройл», на которые установлено право сервитута ТОО «Тенгизшевройл».

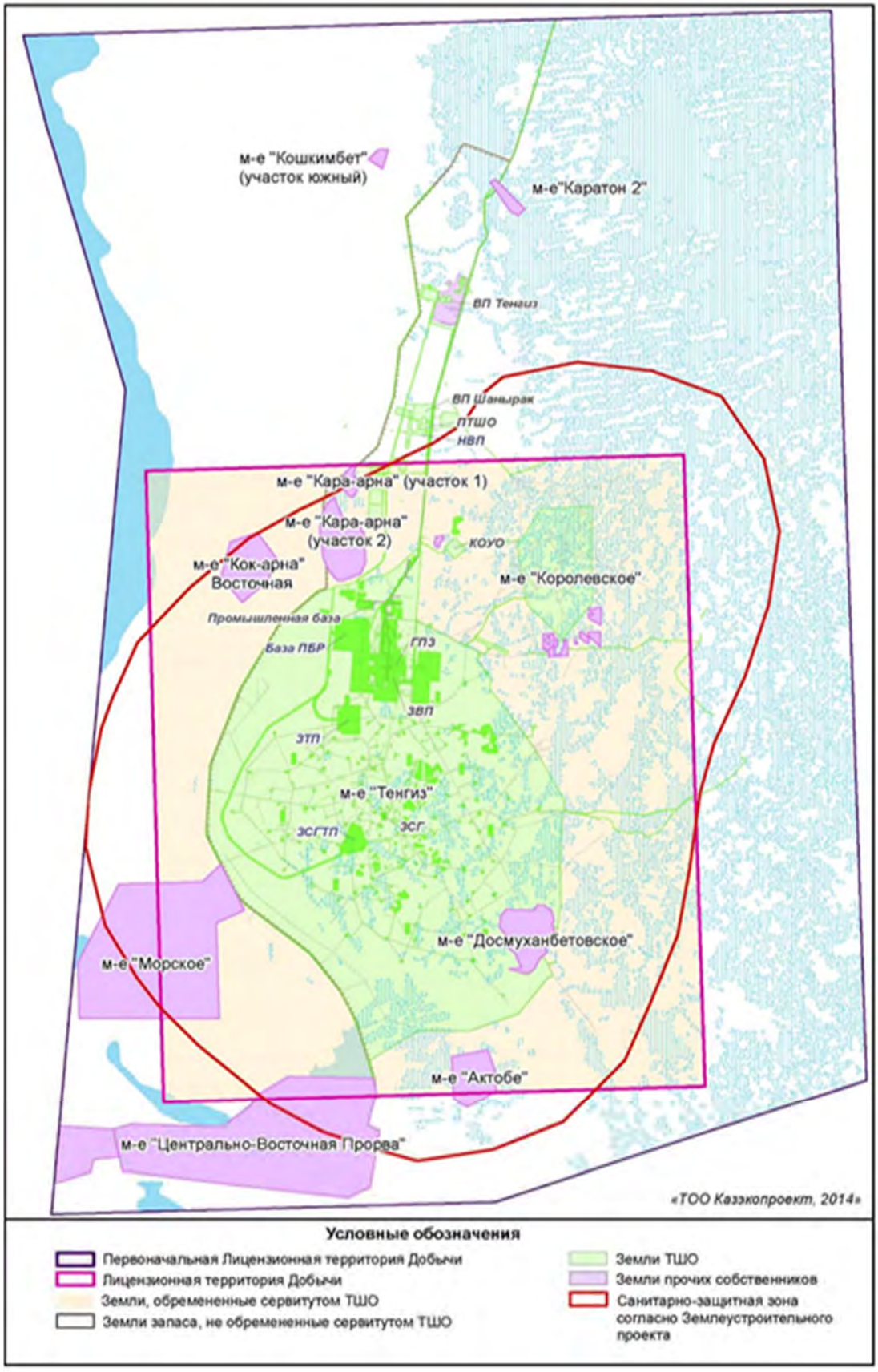


Рисунок 2.6.1.1. Карта землепользования

Рекультивация нарушенных земель

Рекультивация земель относится к мероприятиям восстановительного характера и направлена на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли.

За годы деятельности ТШО проведена большая работа по рекультивации земель. Разработано и реализовано – более 90 проектов рекультивации и рекультивировано свыше 1800 га.

В большинстве это были исторические нарушения, появившиеся еще до образования ТШО – различные свалки, карьеры, загрязнения, образованные радом с объектами, складами, которые были унаследованы и взяты на баланс ТШО согласно общему соглашению.



Фото карьера до рекультивации



Фото карьера после рекультивации

С целью улучшения показателей окружающей среды Тенгизского месторождения и предотвращения деградации и нарушения земель ТШО регулярно проводит мониторинг и инвентаризацию нарушенных земель для последующей их рекультивации.

Основным приоритетом ТШО в обеспечении качества рекультивированных земель является соблюдение характеристик технической и технологической безупречности производства в соответствии с современными экологическими требованиями и нормативами, современными нормами законодательства РК и стандартами корпорации Шеврон.

Так, ТШО успешно реализовало и выполнило обязательства включенные в План природоохранных мероприятий по таким значимым проектам как:

- Рекультивация старых полей испарения поселка ТШО (ПТШО), полей испарения комплексной технологической линии (КТЛ) и полей испарения промышленной базы (ПБ), которые были построены 1986-1990 гг.
- Рекультивация неусовершенствованной свалки, которая также использовалась до образования ТШО и не соответствовала нормативным требованиям РК к объектам захоронения отходов.

При обустройстве месторождений, проведении строительных и монтажных работ может возникнуть нарушение целостности почвенного покрова, стихийные свалки отходов и складирование отвалов грунта. Для уменьшения негативных последствий антропогенной нагрузки, согласно законодательству Республики Казахстан, оператор должен осуществлять комплекс мер по охране окружающей среды, оздоровлению ландшафта и рациональному использованию земельных ресурсов. Одной из этих мер является рекультивация нарушаемых и загрязнённых земель.

Одним из успешных этапов, завершенных в 2022 году, является рекультивация загрязненных участков нефтью и нефтепродуктами в рамках проекта рекультивации нарушенных земель. В результате проведена рекультивация на 8 участках общей площадью 1,64 га, 19 700 тонн загрязненного грунта были переданы на переработку сторонней организации, утвержденной Компанией.

Успешная реализация объема работ проекта рекультивации на 2022 год позволила ТШО выполнить обязательства в рамках экологического законодательства и улучшить показатели окружающей среды Тенгизского месторождения.



Фото до рекультивации



Фото после рекультивации

Сведения о проектах рекультивации за последние 3 года:

1. «Проект рекультивации 80 ТНЗ» – с учетом сложности проведения работ с связи с пандемией, рекультивировано и принято к учету 2 земельных участка (18,65 га). Ранее по данному проекту уже было рекультивировано 65 участков.
2. «Проект рекультивации нарушаемых земель при строительстве канализационного трубопровода» – рекультивирован и возвращен государству 1 земельный участок (21,35 га).
3. «Проект рекультивации нарушенных земель при строительстве кабельных линий электропередач 10кВ, насосной станции, автомобильной дороги и трубопровода сточных вод» – рекультивирован и возвращен государству 1 земельный участок (0,67 га).
4. «Проект рекультивации нарушаемых земель при прокладке систем катодной защиты газопровода ПТШО» – рекультивирован и возвращен государству 1 земельный участок (0,12 га).
5. «Проект рекультивации 41 ТНЗ» – с учетом сложности проведения работ с связи с пандемией, рекультивировано и принято к учету 20 земельных участков – 5,85 га (ранее в 2017 году по данному проекту уже было рекультивировано 11 участков – 3,32 га).
6. «Проект рекультивации 101 участок» – разработан в 2022 году, на данный момент получено положительное Заключение ДЭАО (без ОВОС, т.е. в составе общей Заявки на экологическое разрешение на воздействие) направлено на утверждение в уполномоченный орган по земельным отношениям. Реализация проекта начнется после получения всех необходимых согласований от гос. органов.

Ранее по проекту ПБР разработаны и согласованы в госорганах 9 проектов рекультивации (включая ВП Оркен). За последние 3 года проекты рекультиваций не разрабатывались, а

только проводился Авторский надзор с возвратом земельных участков в госфонд Акимата Жылыойского района.

1. Проект рекультивации 1 для строительства 3GI, 3GP, FGP CC и IHR/HHR (корректировка в 2017, общая площадь 1605,0073 га). Ранее по данному проекту было рекультивировано 9 участков.
2. Проект рекультивации 2 для строительства DP20-24, MS52-55, MWP52-55 общей площадью 646,7458 га. Ранее по данному проекту было рекультивировано 48 участков.
3. Проект рекультивации 3 (корректировка в 2019, общая площадь 227,8033 га). Ранее по данному проекту было рекультивировано и возвращено государству 15 участков.
4. Проект рекультивации 4 общей площадью 433,2324 га. Ранее по данному проекту было рекультивировано 14 участков.
5. Проект рекультивации 5 общей площадью 162,9801 га. Ранее по данному проекту было рекультивировано 9 участков и возвращен государству 1 участок.
6. Проект рекультивации 6 общей площадью 608,35 га. Ранее по данному проекту было рекультивировано 21 участков.
7. Проект рекультивации 7 общей площадью 128,7161 га. Ранее по данному проекту было рекультивировано 16 участков и возвращен государству 1 участок.
8. Проект рекультивации 8 общей площадью 947,9261 га. Ранее по данному проекту было рекультивировано 38 участков.
9. Проект рекультивации ВП Оркен общей площадью 103,1307 га.

В 2023 году планируется внесение корректировки в ранее утвержденного проекта рекультивации ВП Оркен.

За последние 4 года проведен Авторский Надзор:

1. В 2019 году на 15 участках общей площадью 280,3602 га.
2. В 2019 году на 9 участках и возвращено в госфонд Акимата Жылыойского района общей площадью 37,4075 га.
3. В 2020 году на 43 участках общей площадью 480,767 га и возвращено в госфонд Акимата Жылыойского района 3 участка.
4. В 2021 году на 45 участках общей площадью 885,6194 га.
5. В 2021 году на 5 участках и возвращено в госфонд Акимата Жылыойского района общей площадью 72,8215 га.
7. В 2022 году на 3 участках и возвращено в госфонд Акимата Жылыойского района общей площадью 1,4698 га.

2.6.2. Характеристика почвенного покрова

Согласно районированию Казахстана, территория ТШО расположена в подзоне бурых почв северной пустыни в пределах Прикаспийской провинции. Зональными почвами подзоны северных пустынь являются бурые пустынные почвы. Однако ввиду молодости территории, близкого залегания к поверхности минерализованных грунтовых вод и многостороннего влияния на почвообразовательный процесс Каспийского моря, преобладающее распространение на описываемой территории получили слабо сформированные засоленные почвы гидроморфного ряда. Разнообразие условий

почвообразования приводит к неоднородности почвенного покрова, комплексности и многообразием комбинаций почв. Малое количество осадков, высокие положительные температуры, низкая относительная влажность воздуха, своеобразный состав растительности, короткий период биологической активности почв приводят к разложению органических остатков до простых минеральных соединений, всё это не способствует накоплению органического вещества в почве.

Особенностями почвенного покрова являются:

- низкое содержание гумусовых веществ и минеральных элементов питания, небольшая мощность гумусового горизонта почв;
- карбонатность почв и щелочная реакция почвенной среды;
- развитие процессов засоления почв;
- наличие техногенно-нарушенных (перемещённые почво-грунты) земель.

Почвообразующими породами служат первичные морские и древние аллювиальные отложения легкого механического состава (супеси и пески), в прибрежной полосе Каспийского моря часто с включениями морских ракушек.

На основании имеющихся фондовых материалов и исследований, проведенных в предыдущие годы на территории ТШО (Экологические исследования…, 2010-2014 гг.), составлена почвенная карта М 1:50 000, на которой выделены следующие почвенные виды:

- Бурые солончаковатые;
- Бурые солончаковые;
- Лугово-бурые солончаковатые;
- Лугово-бурые солончаковые;
- Солончаки соровые;
- Солончаки приморские;
- Луговые приморские солончаковатые;
- Луговые приморские солончаковые;
- Пески мелкобугристые закрепленные;
- Пески мелкобугристые полузакрепленные;
- Пески барханные;
- Техногенно нарушенные земли;
- Примитивные приморские засоленные;
- Морские песчаные отложения.

На территории лицензии на добычу ТШО наибольшее распространение имеют луговые приморские солончаковые почвы (37,9%), бурые солончаковатые (12,4%), солончаки приморские (11,11%) и пески грядово-бугристые (11,0%)занимают меньшие территории. Солончаки соровые и примитивно-приморские почвы засоленные занимают 8,5% и 5,8 % соответственно.

Почвенные разности характеризуются значительной комплексностью (чередованием участков с различными типами и подтипами почв) и показаны на почвенной карте.

Бурые почвы

Описываемые почвы выделены в восточной части исследуемой территории на полого-бугристой поверхности позднехвалынской равнины, а также на повышениях новокаспийской морской равнины.

Бурые почвы являются зональными почвами пустынь. Формируются в автоморфных условиях (сильноминерализованные грунтовые воды залегают глубже 6 м) под изреженной растительностью, представленной еркеком, полынями белоземельной и Лерховской, изенем, эфемерами (мартук, мятлик). Почвообразующими породами служат морские отложения преимущественно легкого механического состава (супеси и пески).

В ходе изысканий на территории выделены солончаковатые роды бурых почв.

Бурые солончаковатые почвы

Распространены, занимая доминирующее положение на площадках MS-3 и MS-4, DP-21, DP-22 и DP-23 и подчиненное на MS-1.

Формируются эти почвы на повышениях, образуя комплексы с лугово-бурыми и луговыми приморскими почвами, солончаками.

Профиль описываемых почв более однородный, хотя довольно ясно выделяются горизонты А и В. Мощность горизонта А колеблется от 7 до 18 см, цвет его серовато-палевый или серовато-бурый. В цвете нижележащего горизонта (мощностью 15-30 см) преобладают бурые тона. Горизонт В сменяется переходным иллювиально-карбонатным горизонтом ВС с редкими расплывчатыми пятнами карбонатов, но чаще горизонт В переходит в материнскую породу, представленную эоловыми отложениями. На глубине 30-80 см описываемые почвы содержат в заметном количестве легкорастворимые соли. Профиль бурых солончаковатых почв представлен на рисунке 2.6.2.1.

Содержание гумуса в горизонтах в почвах очень низкое, менее 2%. Уровень содержания валового азота низкий (0,05-0,1%), общего фосфора – низкий и очень низкий (менее 0,08%).

Описываемые почвы карбонатные с поверхности и по всему почвенному профилю. В верхнем горизонте карбонатов содержится 3,7-10,3%. Закономерности в распределении карбонатов вглубь по профилю не отмечено. Почвы обладают нейтральной и слабощелочной (редко – щелочной) реакцией водного раствора (pH в гумусовых горизонтах 6,4-8,1).

Сумма обменных катионов невысока, 5,16-6,83 мг-экв на 100 г почвы. Лишь в отдельных случаях, содержание катионов достигает 11,28 мг-экв. В составе поглощенных оснований доминируют кальций и магний. Значительна и доля натрия (до 14%), что, по-видимому, связано с активным внедрением на поглощающий комплекс натрия из сильно минерализованных почвенных растворов. Отсутствие солонцеватости подтверждается морфологическими свойствами почв, а также отсутствием в составе растительности биюргуна и черной полыни, как индикаторов солонцеватости. Отличительной чертой бурых солончаковатых почв является засоление водо-растворимыми солями в слое 30-80 см. Плотный (сухой) остаток составляет 0,19-1,44%. Однако содержание токсичных солей невысокое 0,21-0,49%. Степень засоления слабая, реже – средняя. В нижней части профиля характеризуемых почв отмечено незначительное количество гипса (менее 0,92%).

По механическому составу почвы однородные, сложены в основном песчаными и супесчаными, редко легкосуглинистыми отложениями. Легкий механический состав обуславливает плохую оструктуренность почв, слабую устойчивость к механическим воздействиям, возможность развития эрозионных процессов (дефляции).

Лугово-бурые почвы

Лугово-бурые почвы представляют собой полугидроморфные почвенные образования пустынной зоны, развивающиеся в условиях дополнительного увлажнения, за счет близко залегающих (3-5 м) минерализованных грунтовых вод. Водный режим – периодически промывной.

Ограниченно распространены в северо-восточной части обследованной территории по пониженным склонам полого-бугристой поверхности позднехвалынской равнины. Образуют комплексы с бурыми почвами, луговыми приморскими и солончаками приморскими.

Почвообразующими породами служат засоленные озерно-морские отложения супесчаного и песчаного механического состава. В растительном покрове преобладают полыни, изень, еркек, однолетние солянки.

На территории выделены лугово-бурые солончаковатые почвы.

Лугово-бурые солончаковатые почвы

Распространены на площадках бурения кустовых скважин, выступая субдоминантами на MS-1, MS-4 и нагнетательной буровой площадке DP-23. Профиль лугово-бурых солончаковатых почв представлен на рисунке 2.6.2.2.

Содержание гумуса в горизонтах в почвах очень низкое 0,2-0,9%, соответственно низкий уровень содержания и общего азота 0,03-0,04%. Обеспеченность общим фосфором слабая (0,04-0,06%) и соответствует низкому уровню содержания.

Вскипание от 10% соляной кислоты отмечается с поверхности, содержание карбонатов по почвенному профилю составляет 6,0-10,4% CO_2. Реакция почвенного раствора данных почв в основном щелочная как с поверхности, так и по всему профилю (pH 8,1-8,6).

Емкость поглощения невысокая 6,4 мг-экв на 100 г почвы. Содержание поглощенного натрия незначительно, что свидетельствует об отсутствии солонцеватости почв.

Почвы засолены в слое 30-80 см. Содержание водорастворимых солей 0,305-0,836% при сульфатном типе засоления. Степень засоления варьирует от слабой до сильной.

Механический состав верхнего гумусового горизонта супесчаный и песчаный, на MS-1 – тяжелосуглинистый.

Устойчивость к техногенному воздействию слабая. Песчаные и супесчаные разновидности почв имеют высокую дефляционную опасность. Более устойчивы суглинистые разновидности.

Солончаки

На территории обследования солончаки получили широкое распространение. Приурочены к самым низким и наименее дренированным поверхностям морской новокаспийской и позднехвалынской равнин, к днищам пересыхающих озер, проток. Формируются на засоленных породах под солевыносливой изреженной растительностью, среди которой доминируют различные виды солянок.

Солончаки – почвы выпотного водного режима, с преобладанием восходящих токов, приводящих к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. Для всех солончаков характерным является высокое содержание водорастворимых солей, максимальное скопление которых отмечается в верхних горизонтах, слабая дифференциация профиля на генетические горизонты.

В зависимости от условий образования (рельефа, уровня грунтовых вод) на рассматриваемой территории выделены подтипы солончаков соровых и приморских.

Солончаки соровые

Солончаки соровые распространены на площадке будущей ЗСГТП, площадках бурения кустовых скважин MS-2 и нагнетательных буровых DP-23 DP-24, выступая как доминантами почвенного покрова, так и занимая подчиненное положение в комплексах с

различными почвами, сформированы по сорам: высохшим соленым озерам, реже старым протокам, соединяющимся между собой и частично изолированным, самых различных размеров.

Котловины соров благоприятны для соленакопления за счет сноса солей талыми водами с вышележащих территорий и подпитывания минерализованными грунтовыми водами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м. Минерализация последних превышает 100-150 г/л, засоление преимущественно хлоридно-натриевое.

Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля.

Солончаки соровые практически не затронуты процессами почвообразования и их профиль не дифференцирован на генетические горизонты. На поверхности выделяется тонкая соляная корка белого цвета, чаще всего представленная хлоридами натрия. Под ней залегает влажная бесструктурная суглинистая масса буровато-серой окраски, насыщенная солями. Еще ниже расположен оглеенный горизонт, характеризующийся наличием сизоватых, черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных условий восстановительными.

Солончаки соровые обычно содержат менее 1% гумуса, происхождение которого связано с приносом органического вещества в соры извне вместе с водами поверхностного стока.

Уровень содержания валовых форм азота низкий 0,02-0,07%, содержание фосфора (0,05-0,13%) соответствует среднему и низкому уровню.

Описываемые солончаки карбонатны с поверхности и по всему профилю (2,7–13,8% CO_2). Реакция водной суспензии щелочная и сильнощелочная, pH меняется от 8,0 до 8,8.

Соровые солончаки засолены в очень сильной степени, величина плотного остатка варьирует от 5,578 до 13,382%. Высокое содержание солей отмечено по всему профилю почв.

По механическому составу преобладают супесчаные разновидности солончаков, более редко выделяются тяжелосуглинистые.

Из-за постоянного переувлажнения и высокого засоления устойчивость солончаков соровых к механическим нарушениям слабая.

Солончаки приморские

Солончаки приморские повсеместно распространены на территории характеризуемых объектов, за исключением Нового вахтового посёлка, MS-3 и MS-9 площадок кустового бурения, DP-21 и DP-22 нагнетательных буровых площадок. Выделяются как однородными контурами, так в комбинациях с луговыми засоленными приморскими почвами. Занимают нижнюю часть приморской равнины и формируются под непосредственным влиянием близко залегающих (1,0-2,0 м) сильноминерализованных (более 100 г/л) грунтовых вод сульфатно-хлоридного магниево-натриевого состава под редким покровом солероса, сведы, сарсазана и однолетних солянок. Почвообразующие породы представлены слоистыми морскими отложениями различного гранулометрического состава (от песков до тяжелых суглинков).

Приморские солончаки – молодые почвенные образования. Профиль их слабо сформирован, слоистый, оглеенный и засоленный, с большим количеством включений ракушечника. С поверхности (0-5 см) отчетливо выделяется белесая слоеватая корка, насыщенная солями. Под коркой сформирован гумусированный слой мощностью 20-35 см. Ниже профиль практически не затронут почвообразованием и представлен чередованием

слоев различного гранулометрического состава. С глубины 35-45 см наблюдается оглеение, усиливающееся с глубиной. В отдельных разрезах четко выделяются прослои скоплений водорастворимых солей и гипса. Почвы плохо оструктурены, корневая система развита слабо. Профиль солончаков приморских представлен на рисунке 2.6.2.3.

Содержание гумуса имеет невысокие значения и может значительно варьировать в зависимости от механического состава (0,4-2,1%). Соответственно меняется и содержание общего азота и фосфора, соответствуя среднему и низкому уровню.

Описываемые почвы карбонатны по всему профилю: в верхнем горизонте величина CO_2 карбонатов изменяется от 2,3 до 12,8%, вглубь по профилю меняется в пределах 0,3-16,2%. Реакция почвенного раствора в основном щелочная, pH составляет 8,0-8,5.

В связи с неустойчивым водно-солевым режимом, содержание легкорастворимых солей в профиле подвержено значительным колебаниям. Аналитические данные показывают, что в верхнем горизонте содержание легкорастворимых солей достигает 1,22-11,12%. В средней части профиля (40-80 см) в большинстве случаев отмечается увеличение солей, достигая максимума в суглинистых и глинистых прослойках.

Механический состав почв отражает характер морских наносов. Они слоистые, преимущественно легкого механического состава с прослойками ракушечника. Гранулометрический состав верхних горизонтов разнообразный: от песков до суглинков и глин.

Высокое увлажнение приморских солончаков и значительное содержание солей определяют их слабую устойчивость к механическим воздействиям.



Рисунок 2.6.2.1. Профиль бурых солончаковатых почв



Рисунок 2.6.2.2. Профиль лугово – бурых солончаковатых почв



Рисунок 2.6.2.3. Профиль солончаков приморских

Луговые приморские почвы

Луговые приморские почвы формируются в нижней части приморской равнины, где они распространены в комбинациях с солончаками приморскими, соровыми, лугово-бурыми и бурыми почвами.

Почвообразующими породами служат морские отложения, представленные чередующимися слоями различного гранулометрического состава (супесями, суглинками, глинами) с включением и прослоями обломков морских ракушек. Грунтовые воды залегают на глубинах 1,0-1,8 м и имеют очень высокую минерализацию 50-100 г/л. По составу солей они хлоридные натриевые с большим участием магния, соответствующим солевому составу морских вод. Вследствие капиллярного поднятия грунтовых вод к поверхности происходит постоянное поступление солей в верхние горизонты почв, вызывая их засоление.

На территории месторождения сформированы луговые приморские солончаковатые и солончаковые почвы.

Луговые приморские солончаковатые почвы

Распространены на площадках: ЗТП, ЗСГТП, База ПБР, ВДЦН-1А, ВДЦН-1С, на площадках кустового бурения MS-2, MS-3, MS-6, MS-8, MS-9 и нагнетательной буровой площадке DP-26. Встречаются чаще в комплексе и сочетании с бурыми солончаковатыми, лугово-бурыми солончаковатыми, луговыми приморскими солончаковыми почвами и солончаками приморскими.

Описываемые почвы слабо уплотнены, имеют плохо выраженную непрочную структуру, корневая система развита слабо. Мощность гумусовых горизонтов А+В 25-50 см. Уровень содержания гумуса очень низкий, 0,6-1,4%, азота – средний и низкий, 0,07-0,24%, фосфора – низкий (0,04-0,07%). Количество CO_2 карбонатов с поверхности и по профилю составляет 10,81-11,83%, реакция почвенной среды нейтральная и щелочная. Профиль луговых приморских солончаковатых почв представлен на рисунке 2.6.2.4.

Емкость поглощения невысокая, сумма обменных катионов 6,4-8,9 мг-экв на 100 г почвы. Среди поглощенных оснований преобладает кальций (56-66%). Почвы отличаются высоким (8-13% от суммы катионов) содержанием обменного натрия, что, по-видимому, связано с влиянием сильно минерализованных почвенных растворов. Морфологическим строением профиля и составом растительности солонцеватость почв не подтверждается.

Отличительной чертой луговых приморских солончаковатых почв является засоление слоя 30-80 см токсичными водорастворимыми солями. Степень засоления изменяется от слабой до очень сильной.

Механический состав почвенного профиля слоистый. Поверхностные слои почв варьируют по механическому составу от тяжелых суглинков до песков.

Устойчивость луговых приморских солончаковатых почв к антропогенному воздействию слабая во влажном состоянии и средняя – в сухом.

Луговые приморские солончаковые почвы

На территории ТШО получили повсеместное распространение и встречаются на всех площадках будущих объектов. Выделены как однородными контурами, так и в комплексе и сочетании с бурыми, лугово-бурыми, луговыми приморскими солончаковатыми почвами, солончака мисоровыми и приморскими, техногенно нарушенными землями, песками мелкобугристыми закрепленными, являясь доминантами и субдоминантами.

Особенностью морфологического строения почв является наличие водорастворимых солей с поверхности и по всему почвенному профилю. Профиль луговых приморских солончаковых почв представлен на рисунке 2.6.2.5.

Обеспеченность элементами питания меняется в широких пределах. Уровень содержания гумуса низкий и очень низкий – 4,2-0,5%; азота в основном высокий и средний – 0,35-0,10%, хотя встречаются почвы и с низким содержанием азота. Уровень содержания общего фосфора средний и низкий.

Вскипают описываемые почвы от 10% соляной кислоты с поверхности и по всему профилю. Количество CO_2 карбонатов варьирует по почвенному профилю в широких пределах: от 2,7 до 10,6%. Выраженной закономерности распределения карбонатов по профилю не установлено.

Емкость поглощения колеблется в широких пределах, от 6 до 22 мг-экв на 100 г почвы, определяется главным образом механическим составом и количеством коллоидных частиц. Превалирует в составе поглощенных катионов кальций, в редких случаях – магний.

Содержание обменного натрия достигает 20% от суммы, однако морфологически солонцеватость не проявляется.

Описываемые почвы засолены уже в слое 0-30 см, что является диагностическим признаком солончаковых почв. Содержание солей в верхнем засоленном горизонте составляет 0,10-0,52%. Степень засоления этих почв слабая и средняя. С глубиной количество водорастворимых солей, как правило, возрастает, степень засоления увеличивается до сильной и очень сильной.

Почвенный профиль сложен различными суглинками, реже – супесями, песками, глинами. Повышенное увлажнение и засоление поверхностных горизонтов почв обуславливают слабую устойчивость почв к техногенным воздействиям.

Пески

Песчаные массивы на территории объектов получили ограниченное распространение, занимая юго-восточную часть площадки кустового бурения MS-4. В зависимости от степени закрепления поверхности песков растительностью выделены пески мелкобугристые закрепленные, занимающее доминирующее положение. Изредка встречаются слабо закрепленные формы песков, представленные песками барханными. Барханные пески почти лишены растительности, лишь в котловинах выдувания встречаются кустики еркека.

Для песков характерно чередование бугров от 1-3 м с выровненными понижениями, занятыми луговыми приморскими почвами.

Профиль песков слабо дифференцирован на генетические горизонты. С поверхности может выделяться горизонт мощностью 10-15 см со слабой сероватой прокраской, густо пронизанный корнями растений. Ниже лежащие слои представлены не затронутыми процессами почвообразования песчаными отложениями. Профиль песков представлен на рисунке 2.6.2.6.

Уровень содержания гумуса, азота и фосфора очень низкий. Гумуса в верхнем горизонте содержится 0,16-0,40%, валового азота 0,05%, валового фосфора 0,03%. Вскипание от 10% соляной кислоты отмечается с поверхности и по всему профилю. Распределение карбонатов равномерное, 3,7-3,9%. Реакция почвенной среды нейтральная и слабощелочная. Мелкобугристые пески не засолены, сумма солей не превышает 0,05-0,09%.

Песчаные массивы слабоустойчивы к техногенному воздействию, даже незначительные механические нарушения вызывают развитие ветровой эрозии (дефляции).



Рисунок 2.6.2.4. Профиль луговых приморских солончаковатых почв



Рисунок 2.6.2.5. Профиль луговых приморских солончаковых почв



Рисунок 2.6.2.6. Профиль песков

2.6.3. Современное состояние почвенного покрова

В соответствии с Программой ПЭК, наблюдения за почвенным покровом проводятся 1 раз в год. Отбор и анализ проб осуществляется согласно действующим на территории Республики Казахстан нормативно-методическим руководствам. Состав контролируемых показателей в почвах на разных объектах неодинаков и зависит от производственной направленности объекта. Контролируемые параметры: pH, Mo, Pb, Ba, Fe, Sr, Cr, Ti, Mg^{2+}, Ca^{2+}, HCO_3^-, SO_4^{2-}, Cl^-, K^+, Na^+, сумма солей, As, Cu, общее содержание нефтяных углеводородов, сера элементарная, H_2S, Mn, Ni, Sn, V, ПАУ (бенз(а)пирен, фенантрен, антрацен, аценафтен, пирен, бенз(а)антрацен, хризен, бензо(в)флуорантен, дибенз(a,h)антрацен).

Фактические результаты мониторинга по всем точкам и показателям не превышают фоновых концентраций.

Пробы с каждой точки отбираются послойно с глубины 0-5 и 5-20 см.

В таблице 2.6.3.1 представлены объекты и количество точек с проанализированными пробами за период 2020-2022 гг.

Таблица 2.6.3.1 Анализ почвенных проб

Объект	2020	2021	2022
Месторождения Тенгиз и Королевское	11		
Старый полигон промышленных отходов	8		
Фоновые	7		
Поля испарения ЗВП солесодержащего шлама Р-9302	5		
Полигон твердых бытовых отходов	5		
Полигон промышленных отходов	4		
База бурения и площадка хранения металлолома	4		
Серные площадки	4		
Площадка стабилизации нефтешлама	4		
Полигон закачки сточных вод	3		

Кроме того, на полигоне ТБО отбираются пробы почв (10 проб с двух разных глубин) на бактериологический и гельминтологический анализы. Результаты микробиологических показателей за последние 3 года: коли-титр> 1.0, титр анаэробов> 0.1, термофилы> 0.01, яйца гельминтов и цисты патогенных простейших не обнаружены.

2.7. РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

Данный раздел подготовлен по материалам исследований, проведённых для ОВОС Проект Будущего Расширения («Экологические исследования современного состояния окружающей среды» 2010-2014, ТОО «Казэкопроект») дополненные результатами мониторинга ТШО проведённого в ходе реализации данного проекта.

Согласно геоботаническому районированию [Ботаническая география Казахстана и Средней Азии…, 2003] территория, на которой располагается месторождение Тенгиз, расположена в подзоне северных пустынь Западно–Северотуранской подпровинции Северотуранской провинции Ирано–Туранской подобласти Сахаро–Гобийской пустынной области, где преобладают кустарники и полукустарнички. На востоке от месторождения Тенгиз расположена западная граница Прикаспийских Каракумов.

Формирование почвенно-растительного покрова подзоны северных пустынь связано с достаточно суровыми природно-климатическими условиями и колебаниями уровня моря, обуславливающими динамику водно-солевого режима почв. Поэтому пустынная растительность рассматриваемого района имеет хорошо выраженный комплексный характер и пространственную неоднородность. Ее специфической особенностью является

господство здесь полукустарничков галофильного типа и обилие однолетних видов, в особенности эфемерного цикла развития.

Согласно же схеме флористического районирования Казахстана рассматриваемая территория относится к Прикаспийскому флористическому району [Флора Казахстана, Аралбаев Н.К. 2002-2003], охватывающему часть северных и северо–восточных районов Прикаспийской низменности в пределах пустынной зоны. Особенностью сложения флоры этого района служит ее относительная бедность и ведущее положение представителей сем. Маревых *(Chenopodiaceae)*.

Таким образом растительность региона формируется в условиях высокого дефицита влажности и гумуса, больших суточных и годовых колебаний температуры воздуха, достаточно холодной зимы и продолжительного жаркого лета, то есть по пустынному типу с преобладанием ксерофильных растений. Характерной чертой растительности является её комплексность, обусловленная рельефом, неоднородностью почвенного покрова и его засолением.

2.7.1. Характеристика биоразнообразия флористического состава

За период многолетних наблюдений на территории ТШО зарегистрировано 203 вида высших сосудистых растений. Анализ систематической принадлежности видов флоры высших растений показал, что в ее состав вошли представители, относящиеся к 3 классам *Gnetopsida, Magnoliopsida и Liliopsida*, 9 подклассам и 40 семействам и 121 роду (Приложение 8. Карта растительности).

Четверку ведущих семейств на территории ТШО составляют: *Chenopodiaceae* – 43 (21,2%) вида, *Asteraceae* – 22 (10,8%), *Poaceae* – 24 (11,8%) и *Brassicaceae* – 22 (10,8%). Таким образом, представители этих семейств составляют более половины численности всей флоры – 111 (54,7%). Далее, по численности видов в составе изучаемой флоры следует семейство *Fabaceae*, насчитывающее порядка 19 (9,4%) видов и т.д.

Несмотря на большой процент заносных видов на рассматриваемой территории, в целом данное соотношение семейств его флоры отражает закономерности сложения растительного покрова пустынных территорий. Что касается распределения видов по родам, то оно таково: *Astragulus* (9 видов); *Artemisia* (8 видов); *Lappula* (5 видов); *Salsolsa и Petrosimonia* (по 4 вида); *Climacoptera, Anabasis, Limonium, Tamarix, Lepidium, Zygophyllum, Tragopogon* (по 3 вида).

Выявленная флора объединяет растения различных жизненных форм (биоморф): однолетники и двулетники – около 43 % видового состава, травянистые многолетники – порядка 40 %, кустарники и кустарнички – 10 %, полукустарнички и полукустарники – чуть более 5 %, деревьев – 1 вид. При этом следует отметить, что среди однолетников, значительная часть которых является эфемерами, наибольшее количество видов принадлежит семействам: *Brassicaceae, Boraginaceae и Fabaceae*.

Растительный покров рассматриваемой территории относится к пустынному типу и представлен подтипами ксерофитной, галофитной и псаммофитной растительности. Изредка встречается луговая растительность.

Выделяются 8 крупных растительных формаций – сарсазановая (*Halocnemum strobilaceum*), однолетнесолянковая (с преобладанием климакоптеры мясистой (*Climacoptera subcrassa*) и к. супротивнолистной (*C. brachiata*), а также солянки Паульсена *(Salsola paulsenii*)), еркековая (*Agropyron fragile*), белоземельнополынная (*Artemisia terrae-alba*), лерховскополынная (*A. lerchiana*), однопестичнополынная (*A. monogyna*), терескеновая (*Kraschenninnikovia ceratoides*) и кустарниковая (с преобладанием курчавок – шиповатой (*Atraphaxis spinosa*) и отогнутой (*Atraphaxis replicata*)).

2.7.2. Редкие и занесённые в Красную книгу РК виды

Из редких для флоры Казахстана растений за территорией землеотвода ТШО, в районе протоки Большая Прорва была найдена щитница яруточная – *Clypeola jonthlaspi (*2002 г.) (рис. 2.7.1). Эфемерный характер биологии этого вида в сочетании с рассеянным типом произрастания делает данный вид крайне чувствительным к изменениям окружающей среды. Щитница яруточная включена в «Перечень редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений» утверждённый в 2006 году постановлением Правительства РК №1034 *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 30/09/2022 г.).*



Гольдбахия повислая
Goldbachia pendula



Тысячелистник мелкоцветковый
Achillea micrantha



Парнолистник крупнокрылый
Zygophyllum pinnatum



Саксаул черный
Haloxylon aphyllum



Курчавка отогнутая
Atraphaxis replicata



Качим Крашенинникова
Gypsophila krascheninnikovii



Таушерия опушенная
Tauscheria lasiocarpa



Селитрянка Шобера
Nitraria schoberi

Рисунок 2.7.1. Редкие виды флоры территории ТШО

В 2004 г. на Лицензионной территории добычи ТШО был отмечен тюльпан двухцветковый (*Tulipa biflora*) - редкий вид для флоры Казахстана (включен в Перечень утв. пост. №1034).

Занесённые в Красную книгу Республики Казахстан виды растений на территории землеотвода ТШО не зарегистрированы.

Следующий ряд выявленных высших сосудистых видов растений, встречающихся весьма редко на северо-востоке Прикаспия это: таушерия опушенная (*Tauscheria lasiocarpa*), гольдбахия повислая (*Goldbachia pendula*), качим Крашенниникова (*Gypsophila krascheninnikovii*). Сравнительно редко, встречаются: курчавка незаметная (*Atraphaxis decipiens*), козлобородник Дубянского (*Tragopogon dubjanskyi*), парнолистник крупнокрылый (*Zygophyllum pinnatum*), тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea micrantha*) (рис. 2.7.1).

На территории ТШО встречается одно реликтовое растение – селитрянка Шобера (рис. 2.7.1). Селитрянка Шобера – *Nitrariaschoberi* (сем.Селитрянковые- *Nitrariaceae*) – вид с широким палеарктическим ареалом, реликт субтропических измененных лесов и саванн эоцена.

К редким представителям описываемой территории можно отнести саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) (рис. 2.7.1). Большая часть обнаруженных растений является результатом искусственных посадок.

В пределах территории ТШО произрастает более 90 хозяйственно-ценных растений. Однако в связи с малой численностью и редкой встречаемостью многих полезных в хозяйственном отношении видов их широкое использование в хозяйственных целях не целесообразно.

2.7.3. Современное состояние растительности

Растительность на Лицензионной территории добычи ТШО на протяжении длительного периода испытывала и продолжает испытывать различные виды антропогенной нагрузки.

На рассматриваемой территории растительность подвергалась воздействию следующих антропогенных факторов:

- изъятие земель;
- строительство объектов нефтедобычи и инфраструктуры;
- разработка карьеров песчаного материала;
- движение транспорта вне организованных дорог с твёрдым покрытием;
- сельскохозяйственное использование.

Растительность на землях, подвергшихся антропогенному воздействию, представлена, как правило, трансформированными (модифицированными) сообществами:

- эфемерово-однолетнесолянковыми;
- однолетнесолянково-эфемеровыми;
- эфемеровыми;
- однолетнесолянковыми;
- сорнотравными;
- щирецево-однолетнесолянковыми;
- жантаковыми.

В пределах Лицензионной территории добычи ТШО по составу преобладает галофитная растительность приморской равнины (сообщества сарсазана и однолетних солянок), второе место занимает зональная и интразональная ксерофитная и галоксерофитная растительность (полынники, еркечники), растительность песков занимает третье место. Трансформированная растительность, техногенно нарушенные земли (в том числе и рекультивированные), в общей сложности занимают наименьший процент от общей территории.

Таким образом, последствия антропогенного воздействия на растительность проявляются в появлении трансформированных (модифицированных) растительных сообществ. Трансформация растительного покрова в основном является следствием земляных работ и сельскохозяйственного использования, проводимых в прошлом. Современное состояние растительного покрова Лицензионной территории добычи ТШО находится в основном в хорошем состоянии. Территории землеотвода в результате неизбежного нарушения в ходе производственной деятельности находится в удовлетворительном состоянии.

Стоит отметить, что компания ТШО не получает выгоды от пользования экосистемами, их функциями и полезными свойствами, а также не планирует в будущем иметь какую-либо выгоду.

Анализ доступных экологических исследований свидетельствует, что, выведение территории произрастания растительности и трансформация растительности не приводит к необратимым последствиям на большей части территории.

Уменьшение популяции видов растений не наблюдается, биоразнообразие остается неизменным.

2.8. ЖИВОТНЫЙ МИР

Данный раздел подготовлен по материалам исследований, проведённых для ОВОС Проект Будущего Расширения («Экологические исследования современного состояния окружающей среды» 2010-2014, ТОО «Казэкопроект») дополненные результатами мониторинга ТШО проведённого в ходе реализации данного проекта.

Согласно зоогеографическому районированию Казахстана Лицензионная территории добычи ТШО относится к пустынной ландшафтной зоне, Средиземноморской подобласти, Ирано-Туранской провинции, Туранскому округу, участку Северных Арало-Каспийских пустынь. По условиям существования животных, территория относится к сухим и безводным районам.

2.8.1. Краткая характеристика животного мира

Согласно литературным данным и результатам проведённых экологических исследований фауна беспозвоночных (членистоногие) животных на территории ТШО представлены не менее чем 2443 видами из 1064 родов, 135 семейств и 14 отрядов насекомых, и 70 видов из 44 родов 19 семейств 5 отрядов паукообразных. За время проведения энтомологических исследований в 2010 и 2011 годах отмечено 389 видов членистоногих (166 и 315 видов соответственно), из них: 1 вид Губоногих (*Chilopoda*), 1 вид Ракообразных (*Crustacea*), 257 видов Насекомых (*Insecta*) и 132 вида Паукообразных (*Arachnida*). С учётом данных работ, проведённых в 2002-2003 годах, общий список зарегистрированных членистоногих на территории ТШО составляет 428 видов.

В количественном отношении во всех типах экосистем преобладают мокрицы (*Isopoda*), пауки (*Gnaphosidae, Oxyopidae, Salticidae, Zodariidae и др.),* скорпион (*Mesobuthus eupeus*), сольпуга (*Galeodes caspius*), прямокрылые (*Acrididae*), равнокрылые (*Homoptera*), жуки или жесткокрылые (*Carabidae, Curculionidae, Tenebrionidae, Staphilinidae и др.*), бабочки или чешуекрылые (*Noctuidae, Pieridae и др.*) и муравьи (*Formicidae*). В песчаных и солончаковых пустынях доминируют прямокрылые и двукрылые (*Diptera*), по берегам водоемов (пруды-испарители) – жесткокрылые, чешуекрылые (*Lepidoptera*), двукрылые и перепончатокрылые (*Hymenoptera*).

Из паукообразных наиболее распространённым является азиатский скорпион (*Buthus eupeus*) – до 45 особей на 1 км. Численность представителя семейства мокриц, отряда равноногие ракообразные, пустынной мокрицы (*Hemilepistus sp.)* составляет до 7 поселений на 100 м. Паук *Mogrus sp.* (примерно 1 экз. на 10 кв. метров по результатам визуальных учётов) распространен по всей территории ТШО и имеет высокую численность.

Из общего числа видов, собранных разными методиками, выделено 26 видов, которые можно считать доминантными (фоновыми): 18 видов насекомых из отряда жесткокрылые (*Blaps pruinosa, Blaps lethifera, Tentyria gigas, Trigonoscelis muricata, Microdera convexa, Pimelia cephalotes, Gonocephalum rusticum, Diaphanidus ferrugineus, Scleropatrum hirtulum, Bothynoderes punctiventris, Phacephorus nebulosus, Chromosomus fischeri, Curtonotus armeniacus, Mesagroicus poriventris, Conorrhynchus faldermanni, Harpalus circumpunctatus, Brachinus brevicollis, Aelosomus rossiae)* и 8 видовпаукообразных из отряда пауки (*Xysticus tristrami, Gnaphosa mongolica, Berlandina caspica, Berlandina charitonovi, Berlandina spasskyi, Oxyopes globifer, Mogrus larisae и Devade indistincta).*

При сравнительном анализе исследованных экологических площадок, расположенных вблизи производства и на фоновых участках никакого явно выраженного влияния на численность выделенных доминантных (фоновых) видов членистоногих в результате производственной деятельности ТШО не выявлено.

Позвоночные животные представлены: земноводными – 1 вид, пресмыкающимисяя – не менее чем 15 видов, птицами не менее 198 видов, млекопитающие – не менее чем 34 вида.

Батрахофауна - фауна земноводных, представлена зеленой жабой (*Bufo viridis*).

Значительная часть видов рептилий на рассматриваемой территории имеет широкое распространение в регионе и относится к экологически пластичным, многочисленным представителям герпетофауны. К таким видам относятся степная агама (*Agama sanguinolentus*), быстрая (*Eremias velox*) и разноцветная ящурки (*Eremias arguta*), песчаный удавчик (*Eryx millaris*), узорчатый полоз (*Elaphe dione*) и стрела змея (*Psammophis lineolatus*). К редким и малочисленным рептилиям территории Партнерства ТШО можно отнести полоза Палласа (*Elaphe quatuorlineata*) и среднеазиатскую черепаху *(Testudo horsfieldii).*

Видовой состав рептилий и амфибий на территории ТШО с момента начала промышленной эксплуатации месторождений практически не изменился в сторону уменьшения, что говорит о внешнем благополучии в экосистемах для обитания рассматриваемых видов.

За весь многолетний период проведения исследовательских работ на территории ТШО зарегистрировано 198 видов птиц, принадлежащих 19 отрядам и 44 семействам. Из них 24 вида занесены в Красную книгу Казахстана.

Наиболее высокая численность птиц и большое их видовое разнообразие на рассматриваемой территории отмечается в период весенних и осенних миграций. Наиболее плотно населены как в видовом отношении, так и в количественном пруды- испарители, где водоплавающие и околоводные птицы останавливаются на отдых перед предстоящим перелетом, часть остается на гнездование.

Морские мелководья Северо-Восточного Каспия в районе м. Тенгиз (заросли тростника западнее дамбы) являются местом гнездования не менее 40 видов птиц. Качественный и количественный состав птиц в разные сезоны года подвержен изменениям. В период сезонных миграций видовой состав и численность птиц значительно повышаются.

Среди гнездящихся на суше птиц встречается более 30 видов.

На искусственных сооружениях строят свои гнезда 2 вида соколообразных (курганник и пустельга); на постройках гнездятся сизый голубь, домовый сыч и около 10 видов воробьинообразных (стрижи, ласточки, каменки, вьюрки, воробьи).

Дневные хищные птицы в небольшом количестве представлены степным орлом, курганником, болотным (только на прудах-испарителях), полевым и луговым лунями. Довольно часто встречается обыкновенная пустельга. Из ночных хищных птиц зарегистрировано обитание филина, домового сыча, болотной совы.

В небольшом количестве встречаются представители ракшеобразных - зеленая и золотистая щурки) и удодообразных - удод.

Из группы врановых птиц присутствует галка и серая ворона, а из синантропных видов – домовый воробей (в.п.Шанырак и в.п.ТШО), деревенская ласточка и кольчатая горлица (в.п.Шанырак).

В биотопах солончаковой и песчаной пустынь доминируют по численности и встречаемости серый и степной жаворонки. В небольшом количестве встречались зеленая щурка, желчная овсянка, полевой жаворонок, пустынная каменка и другие. Дневные хищные птицы представлены в основном, курганником и обыкновенной пустельгой.

В таблице 2.8.1 представлены результаты наблюдений за птицами проведённых специалистами АСБК (Казахстанская ассоциация сохранения биоразнообразия) по заказу ТШО в 2021-2023 гг. на территории прудов испарителей и пролегающих пустынных биотопах.

Таблица 2.8.1 Данные наблюдений за птицами 2021-2023 гг.

Описание	Кол-во	Вид
Общее количество учтённых видов птиц	164	
Виды, занесенные в Красную Книгу РК	12	
Виды, занесённые МСОП (IUCN),	19	
Гнездящиеся виды	25	
Гнездящийся вид, занесенный в Красную Книгу РК	1	Савка (только на пруду испарителе)
Гнездящийся вид, занесенный в МСОП	1	Красноголовый нырок (только на пруду испарителе)
Основные представители гнездящихся видов	6	Белая трясогузка
		Деревенская ласточка
		Домовый воробей
		Пустынная каменка
		Пустынный сорокопут
		Степной жаворонок

Качественный и количественный состав птиц подвержен значительным изменениям в различные сезоны года, и поэтому может быть значительно дополнен зимующими и мигрирующими видами. При этом миграция птиц на территории ТШО проходит широким фронтом, не образуя концентрированных потоков перелетных птиц. Факторов негативного воздействия ТШО на сезонные миграции птиц не выявлено.

Сопоставление данных учетов птиц в сходных биотопах на территориях вблизи производства и на фоновых участках показало, что видовой состав и плотность размещения птиц существенно не различаются, это говорит о слабой степени воздействия действующего производства на распределение и количественный состав гнездящихся здесь видов.

Вдоль Каспийского моря проходит миграционный коридор большого количества птиц. Весенняя миграция птиц в северной части Каспия проходит с начала марта до конца мая. Осенняя миграция проходит с середины августа по ноябрь.

Наиболее массовые мигрирующие эколого-систематические группы птиц схожи как весной, так и осенью, только весной интенсивность их перемещений значительно выше, что обусловлено более сжатыми сроками пролёта.

Миграция птиц на территории ТШО проходит широким фронтом, не образуя концентрированных потоков перелетных птиц, причем основной миграционный коридор проходит вдоль береговой линии Каспийского моря, западнее участков месторождения.

Соотношение численности мигрирующих, гнездящихся и оседлых видов основных эколого-систематических групп птиц определённое SED на основе доступных данных представлено в таблице ниже.

Таблица 2.8.2 Численность групп птиц по годам

Характер пребывания	2002-2006	2010	2011	2013	2014	2021	2022	2023
Гнездятся и мигрируют	50	46	49	11	35	29	36	27
Оседлые	6	7	6	3	5	1	1	1
Мигрируют	73	56	83	8	19	35	45	34

Пустынный характер территории определил видовой состав животных, основу которых составляют высоко приспособленные к экстремальному сочетанию факторов среды организмы, к которым, прежде всего, относятся представители отряда грызунов. По данным исследований, проведенных в разные годы [Отчёт Земноводные и пресмыкающиеся…, 2004 г.; Отчёт Состояние животного мира, 2010-2011 гг.; Экологические исследования современного состояния ОС…, 2010-2014 гг.], на территории ТШО подтверждено обитание 34 видов млекопитающих.

В фауне млекопитающих, преобладающее положение занимают мелкие грызуны, порядка 10 видов (Большая песчанка – *Rhombomys opimus*, Краснохвостая песчанка – *Meriones libycus*, Обыкновенная слепушонка – *Ellobius talpinu* и др.). Насекомоядные представлены ушастым ежом, малой белозубкой и пегим путораком.

Из рукокрылых на рассматриваемой территории встречаются двухцветный (*Vespertilio murinus*) и поздний (*Eptesicus serotinus*) кожаны.

Группа хищных млекопитающих представлена следующими видами Волк – *Canis lupus;* Корсак – *Vulpes corsac;* Лисица – *Vulpes vulpes*; Степной хорь – *Mustela eversmanni*.

Зайцеобразные представлены зайцем-толаем и отмеченным при проведении исследований 2010-2011 годов зайцем-русаком.

Численность большинства видов грызунов, зайцеобразных, насекомоядных и хищных млекопитающих находится на уровне среднемноголетних показателей.

Деятельность ТШО не влияет на миграционную активность птиц и животных, так как основные пути их миграции находятся вне объектов ТШО.

2.8.2. Виды, занесённые в Красную книгу РК

На территориях месторождения и прилегающих к ним участках по результатам многолетних исследований не отмечено ни одного представителя членистоногих, пресмыкающихся и млекопитающих, занесенных в Красную книгу РК. Согласно литературным данным и фондовым материалам, на рассматриваемой территории возможны встречи порядка 19 представителей энтомофауны, одного вида герпетофауны (полоз Палласа) и одного вида млекопитающих (хорь-перевязка), занесенных в Красную книгу.

Согласно литературным источникам [Атлас Атырауской обл.,2014, Красная книга Казахстана, 2010] на рассматриваемой территории и прилегающих участках возможно обитание следующих видов: *Calopteryx* virgo (красотка-девушка), *Anax imperator* (дозорщик-император), *Bolivaria brachyptera* (боливария короткокрылая), *Saga pedo* (дыбка степная), *Cnemisus rufescens* (кнемизус европейский), *Haplosoma ordinatum* (гаплозома обычная), *Chilocorus bipustulatus* (хилокорус двуточечный), *Scolia hirta* (черноголовая, или степная, сколия), *Scolia maculata* (сколия-гигант), *Hoplitis (Megalosmia) fulva* (гоплит рыжий), *Ascalaphus maearonius* (аскалаф пестрый), *Utetheisa pulchella* (медведица красноточечная), *Periphema delphini* (совка шпорниковая), *Zegriseupheme* (зорька зегрис), *Microzegris pyrotoe* (микрозегрис пламенный), *Neolycaena rhymnus* (голубянка Римнус), *Scolitantidesbavius* (голубянка Бавия), *Philotes* panope (голубянка Панопа), *Satanas gigas* (ктырь гигантский).

Из видов герпетофауны, занесённых в Красную книгу РК, на территории ТШО вероятно обитание четырёх полосого полоза – *Elaphe quatuorlineata.* Из млекопитающих на рассматриваемой территории возможно обитание 1-го вида – хорь-перевязки - *Vormela peregusna*.

В 2002 г. Международным союзом охраны природы (МСОП) Сайгак - *Saiga tatarica* вид был отнесён к категории находящихся «На грани исчезновения». В Красную книгу Казахстана данный вид не внесён, но в связи с сокращением численности, была запрещена его добыча. Следы отдельных особей сайгака отмечались последний раз в 2011 году на восточной границе Лицензионной территории добычи ТШО. Традиционные миграционные пути с юга на север и в обратную сторону устюртской популяции сайги проходят за пределами территории ТШО, восточнее солончаковых пустынь Прикаспия.

Из представителей авифауны, занесенных в Красную книгу Казахстана, в разные годы на территории Партнерства ТШО зарегистрировано 24 вида, за период наблюдений

2021-2023 гг. достоверно зарегистрированы 14 видов, занесенных в Красную книгу РК, только один из них – Савка - *Oxyura leucocephala*, достоверно ограниченно гнездится на полях испарения за территорией освоения месторождения.

За весь период наблюдений отмечено 24 видов-мигрантов, внесённых в Красную книгу РК. В период 2021-2023 отмечены: Малая белая цапля – *Egretta garzetta*; Каравайка – *Plegadis falcinellus*; Фламинго – *Phoenicopterus roseus*; Лебедь – кликун – *Cygnus cygnus*; Белоглазая чернеть – *Aythya nyroca*; Черноголовый хохотун – *Larus ichthyaetus*; Могильник – *Aguila heliaca*; Орлан-белохвост – *Haliaeetus albicilla*; Желтая цапля – *Ardeola ralloides*; Степной орел – *Aquila* nipalensis; Филин – *Bubo bubo*. Чернобрюхий рябок – *Pterocles orientalis;* Савка - *Oxyura leucocephala*; Кудрявый пеликан – *Pelecanus crispus.*

Отмечались более чем 10 лет назад: Кречетка – *Chettusia gregaria*; Беркут – *Aquila chrysaetus*; Стерх (или белый журавль) – *Grus leucogeranus;* Серый журавль – *Grus grus*; Балобан – *Falco cherrug*; Тонкоклювый кроншнеп – *Numenius tenuirostris*; Колпица – *Platalea leucorodia*; Журавль-красавка – *Anthropoides virgo*; Змееяд – *Circaetus gallicus*; Стрепет – *Otis tetrax.* Джек или дрофа-красотка – *Chlamydotis undulata.*

Отмеченные на территории ТШО в период сезонных миграций и трофических перемещений виды птиц, занесённые в Красную книгу, на территории освоения месторождения не гнездятся.

2.8.3. Современное состояние животного мира

Современное состояние животного мира на рассматриваемой территории оценивается как удовлетворительное. Хозяйственная деятельность на современном этапе эксплуатации месторождений на территории ТШО оказывает на популяции животных, обитающих в рассматриваемом регионе, незначительное влияние, за исключением той территории, которая находится непосредственно вблизи объектов добычи и переработки. Наличие хищников высшего порядка говорит об устойчивом состоянии экосистемы [ОВОС расширения ТШО, 2014; ПБР/ПУУД. ОВОС, 2019 г.].

Видовой состав и численность животных, обитающих вблизи действующего производства ТШО, существенным образом не отличается от такового на соседних территориях, не затронутых антропогенной деятельностью, что свидетельствует о том, что угроза уничтожения генетического фонда живых организмов, потеря биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем отсутствует. Межвидовое разнообразие подтверждает отсутствие угрозы утраты богатства видов экосистем и угрозы для наземных и воздушных путей миграции. Исчезновения и существенного сокращения популяций видов животных на Территории ТШО в результате антропогенных воздействий не выявлено. Состояние природного ареала животных – благоприятное, его естественные границы и охватываемые территории в пределах таких границ являются стабильными, число видов не снижается и их снижение не ожидается в обозримом будущем.

2.9. РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА

Характеризуя радиационное состояние окружающей среды района деятельности ТШО, следует выделять природную и техногенную составляющие.

Природная составляющая контрактной территории ТШО характеризуется осадочным комплексом пород, преимущественно глинистыми и песчано-глинистыми образованиями. Радиационные характеристики осадочных пород достаточно хорошо изучены. Радиационный гамма-фон территории, сложенной осадочными образованиями, как правило, не превышает 0,1 мкЗв/час (10мкР/час).

Техногенная составляющая определяется уровнем запасов Cs-137 в поверхностном слое почвы, соответствующим глобальному фону выпадения осадков из атмосферы, характерному для территории Казахстана в целом, составляет в среднем 0,03-0,06 Ku/км², а также вероятным техногенным загрязнениям, связанным с освоением недр.

С целью обеспечения безопасности персонала и окружающей среды путем соблюдения требований санитарных правил и гигиенических нормативов ТШО разработана Программа производственного контроля по радиационной безопасности.

Объектами производственного радиационного контроля являются производственные помещения, технологическое оборудование, технологические процессы, рабочие места, используемые для выполнения работ, условия труда рабочих, а также производственные отходы и металлолом.

Программа наблюдения за радиологической обстановкой осуществляется на 7 объектах (от 27 источников воздействия) в соответствии с Программой ПЭК 1 раз в год в по такому параметру, как эквивалентная доза гамма излучения.

Мониторинг проводится на Резервуарном парке нефти, нефтезаливной эстакаде, нефтепромысле (центральный манифольд, замерные установки №8 и №12. КГЗУ, Скв. Т-104, Т-123, Т-102, Т-112, Т-4748, К-3882), полигоне закачки сточных вод (устья нагнетательных скв.1НТ, 3НТ, 8НТ, 9НТ, устья наблюдательных скважин 2НТ, 4НТ, 5НТ, 6НТ, 7НТ, 12НТ), Площадка стабилизации нефтешлама (ячейки стабилизации нефтешлама, ячейки окисления пирофорных отходов). Базабурения и площадка хранения металлолома, ТенгизЭкоЦентр (полигон промышленных отходов, полигон ТБО).

Результаты радиационного мониторинга в зоне деятельности Тенгизшевройл (включая Королёвское месторождение), показывают, что уровень радиационного фона обследованных производственных площадках не превышает норматив мощности эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте равный 2.5 мкЗв/ч или 250 микрорентген/час (Гигиенические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ № КР ДСМ-71, от 2 августа 2022 г.). Это свидетельствует о том, что территория этих участков в целом не подверглась радиоактивному загрязнению в процессе добычи и первичной подготовки нефти.

Радиоактивных аномалий, связанных с техногенным радиоактивным загрязнением, обусловленным эксплуатацией месторождений Тенгиз и Королёвское не обнаружено.

Радиационный гамма-фон находится в допустимых пределах.

2.10. СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Проектируемые работы будут проводиться на территории существующего месторождения Тенгиз в Жылыойском районе Атырауской области.

Раздел, освещающий современную социально-экономическую ситуацию, формировался на анализе данных Агентства Республики Казахстан по статистике, Департамента статистики Атырауской области (https://www.stat.gov.kz).

Материалы по состоянию здоровья населения, системе здравоохранения в рассматриваемых районах были выполнены на основе данных, предоставленных Департаментом контроля качества и безопасности товаров и услуг Атырауской области Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг Министерства Здравоохранения Республики Казахстан, а также использовался статистический сборник «Здоровье населения Атырауской области и деятельность организаций здравоохранения в 2020-2022 гг.».

2.10.1. Численность населения и демографическая обстановка

Атырауская область находится на западе Казахстана, образована 15 января 1938 года. Территория области составляет 118.6 тыс. кв. км. Областным центром Атырауской области является г. Атырау, основанный в 1640 году.

В состав Атырауской области на 01.12.2022 г. входит 7 районов, 2 города, 4 посёлка и 64 сельских округа. Административная карта Атырауской области представлена на рис. 2.10.1.



Рисунок 2.10.1. Административная карта населенных пунктов Атырауской области

Численность населения области на 1 июня 2023г. составила 698,2 тыс. человек, в том числе 385,5 тыс. человек (55,2%) – городских, 312,7 тыс. человек (44,8%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-мае 2023г. составил 5317 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 5019 человек). За январь-май 2023г. зарегистрировано новорожденных на 3,1% больше, чем в январе-мае 2022г., умершие меньше – на 6,2%.

Сальдо миграции составило -186 человека (в январе –мае 2022г. – -592 человек), в том числе во внешней миграции – 265 (42), во внутренней – -451 человек (-634 человек).

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2023г. составили 359662 тенге, что на 26,4% выше, чем в I квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 5,8%.

Индекс потребительских цен в июне 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 105,1%. Цены увеличились на продовольственные товары на 5,6%, непродовольственные товары - на 4,7%, платные услуги - на 4,1%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в июне 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. понизились на 9%.

Информация представленная в настоящем разделе использована из справочных данных Бюро национальной статистики по Атырауской области.

Жылыойский административный район Атырауской области расположен на северо-восточном побережье Каспийского моря (рис. 2.10.1). Район образован в 1928 году. Территория района составляет 29,3 тыс. кв. км.

Районный центр – город Кулсары, который основан в 1939 г. Численность населения Жылыойского района по состоянию на 1 декабря 2022 года – 86,2 тыс. человек, плотность населения – 3,4 человека на 1 км^2. На севере район граничит с Кзылкогинским, на северо-западе с Макатским районами Атырауской области, на западе с Актюбинской областью, на востоке территория района омывается водами Каспийского моря, на юге граничит с Бейнеуским районом Мангистауской области.

В состав района входит 1 городская администрация, 6 сельских администраций и 12 сел.

Рождаемость населения за 2020-2022 годы в Жылыойском районе соответствовала высокому уровню рождаемости – в среднем 28,57±0,5 ‰ родившихся на 1000 человек. Показатели рождаемости достоверно превышают областные. Смертность населения в Жылыойском районе за период 2020-2022 гг. снизилась с 6,26 до 4,31 случая на 1000 человек населения, составив в среднем 6,53±0,3‰. Младенческая смертность в изучаемые годы снизилась с 8,21 до 4,01 случая на 1000 родившихся живыми.

Таким образом, численность населения выросла за счет положительного естественного прироста при высокой рождаемости и низкой смертности.

Сальдо миграции населения по Жылыойскому району отрицательное, в основном за счет оттока населения в г. Атырау и миграцией в другие регионы.

2.10.2. Социальная сфера

Социальное обеспечение

По состоянию на 2022 г. количество больниц по области составило 26 ед., в г. Атырау – 16 ед., в Жылыйоском районе – 1 ед. Количество больничных коек по области составляло 3279 ед., в г. Атырау – 2729 ед., в Жылыойском районе – 145 ед.

Количество дошкольных учреждений в Атырауской области, включая миницентры, в этот же период составляло 319. Их посещало 31,8 тысячи детей. Количество школ в области – 213, рассчитанных на 140,4 тыс. мест. Другие образовательные учреждения представлены колледжами и вузами, число которых составило 25 и 3 единицы соответственно, в которых обучалось 18,3 тыс.студентов и 11,8 тыс студентов соответственно.

В Жылыойском районе количество дошкольных детских учреждений – 34, рассчитанных на 4,8 тыс. детей. Количество школ – 21 на 18,5 тыс. мест. В районе имеется 3 колледжа, в котором обучается 1 тысяча студентов.

Доходы и уровень жизни населения

Основным показателем уровня жизни населения является величина получаемых доходов. Доходы населения непосредственным образом связаны с оплатой труда.

В III квартале 2022 г., среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 313758 тенге, что на 22,6% выше, чем в III квартале 2021 г., а реальные денежные доходы за указанный период выросли на 5,2%.

В I квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 477920 тенге, на крупных и средних предприятиях – 531601 тенге. С 1 января 2022 г. минимальная заработная плата установлена в размере 60000 тенге.

По данным выборочного обследования 508 домашних хозяйств доля населения, имеющего доходы ниже величины прожиточного минимума в Атырауской области в

I квартале 2022 года составила 3,1% (с 1 января 2018 г. изменена структура прожиточного минимума, фиксированная доля расходов на непродовольственные товары и услуги установлена в размере 45% к стоимости минимальной потребительской корзины). Показатель глубины бедности составил 0,2%.

По-прежнему, сохраняется значительная дифференциация доли населения, имеющего доходы ниже прожиточного минимума, в городской и сельской местности. В сельской местности доля населения с доходами ниже прожиточного минимума составила 5,8%.

Величина прожиточного минимума по Атырауской области в среднем на душу населения в июне 2022 года составила 44 573 тенге и относительно предыдущего месяца увеличилась на 9,5%. В структуре потребительской корзины стоимость продуктов питания занимает 24 515 тенге, непродовольственных товаров и платных услуг 20 058 тенге.

Рынок труда и оплата труда

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в III квартале 2022 г. составила 229831 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 190695 человек.

В III квартале 2022г. на предприятия было принято 22357 человек. Выбыло по различным причинам 28610 человек. Отработано одним работником 486,9 часа.

На конец III квартала 2022 г. на предприятиях были не заполнены 5797 вакантных мест (2,5% к численности наемных работников). В IV квартале 2021 г. на крупные и средние предприятия было принято 15649 человек. Выбыло по различным причинам 17661 человек. Отработано одним работником 482,6 часа.

В уполномоченные органы по вопросам занятости в поисках работы (по данным Управления координации занятости и социальных программ) в декабре 2022 г. обратились 2226 человек, из них сельских жителей – 848 человек. Официально зарегистрировано в органах занятости в качестве безработных 10170 человек (доля зарегистрированных безработных – 3%). Более половины безработных – это молодежь, женщины и граждане, длительное время неработающие. В основном, безработные имеют профессии водителей, слесарей, монтажников, поваров, продавцов. Также представлены лица, не имеющие никакой квалификации, в основном со средним образованием. В силу недостаточности профессиональных и квалификационных навыков им трудно найти работу на производстве.

Среднемесячная номинальная заработная плата в Атырауской области, начисленная работникам в III квартале 2022 г., составила 526 848 тенге, на крупных и средних предприятиях – 582 561 тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2021 г. она увеличилась на 25,7%. С 1 января 2022 г. минимальная заработная плата установлена в размере 60 000 тенге. Индекс реальной заработной платы составил 107,9%.

В Жылыйском районе в период январь-сентябрь 2022 г. номинальная заработная плата составила 623 797 тенге.

Цены и их динамика

Индекс потребительских цен на товары и услуги в период январь-декабрь 2022 г. по сравнению с аналогичным периодом 2021 г. составил 114,5%. На продовольственные товары цены увеличились на 18,7%, на непродовольственные товары – на 14,6%, на платные услуги – на 8,6%.

Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в период январь-декабрь 2022 г. по сравнению с аналогичным периодом 2021 г. повысились на 47,4%. При этом на услуги производственного характера за этот период цены выросли всего на 3,4%.

В декабре 2022 г. цены предприятий-производителей на добычу сырой нефти выросли на 3,2%.

Здоровье населения

Департаментом контроля качества и безопасности товаров и услуг Атырауской области Комитета контроля качества и безопасности товаров и услуг МЗ РК ведется постоянный учет заболеваемости населения, что позволяет сравнивать состояние здоровья населения различных контингентов или определять изменения в здоровье населения в динамике.

Информация о состоянии здоровья населения Атырауской области приводится также по данным филиала «Научно-практического центра санитарно-эпидемиологической экспертизы и мониторинга» Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Национальный центр общественного здравоохранения» Министерства здравоохранения Республики Казахстан («НПЦСЭЭиМ» РГП на ПХВ «НЦОЗ» МЗ). Уровень заболеваемости является показателем состояния здоровья населения, а также отражает доступность и качество медицинского обслуживания.

За период январь-ноябрь 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получила коронавирусная инфекция – 1920,85 случаев на 100 тыс. населения и в 33,9 случаев на 100 тыс. населения вирус не был идентифицирован. Кроме этого были выявлены следующие инфекционные заболевания (число случаев на 100 тыс. населения):

- группа острых кишечных инфекций – 38,2;
- вирусный гепатит – 1,43;
- грипп – 2,71;
- менингококковая инфекция – 0,16;
- туберкулез органов дыхания – 51,73;
- сифилис – 6,37;
- чесотка – 9,39;
- педикулез – 7.

По уровню заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями в январе-декабре 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 1005,52 случаев на 100 тыс. населения, другие уточненные бактериальные кишечные инфекции – 12,91, туберкулез органов дыхания – 53,73, сифилис – 6,45. За анализируемый период года подтверждено 12198 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) на 100 тыс. населения и 218 случая на 100 тыс. населения, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний по Атырауской области приведено в таблице 2.10.1.

Таблица 2.10.1 Количество зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний

Наименование заболевания	Январь-декабрь 2022 г.	Январь-декабрь 2021 г.	В % к соответствующему периоду прошлого года
Сифилис, всего	**43**	**47**	**91,5**
из них: дети до 14 лет	2	2	100
сельская местность	15	19	78,9
Ротавирусный энтерит, всего	**34**	**95**	**35,8**
из них: дети до 14 лет	34	95	35,8
сельская местность	22	28	78,6
Чесотка, всего	**59**	**83**	**71,1**
из них: дети до 14 лет	41	58	70,7
сельская местность	25	29	86,2

Наименование заболевания	Январь-декабрь 2022 г.	Январь-декабрь 2021 г.	В % к соответствующему периоду прошлого года
Педикулез, всего	**45**	**46**	**97,8**
из них: дети до 14 лет	33	29	113,8
сельская местность	27	26	103,8

Примечание: *Сборник Комитета статистики «Социально-экономическое развитие Атырауской области, январь-декабрь 2022 г.».*

Медико-экологическая ситуация складывается из множества факторов, оказывающих непосредственное влияние на здоровье и жизнедеятельность населения. Помимо природных факторов, уровень заболеваемости населения напрямую связан с социальными условиями, в том числе и уровнем медицинского обслуживания.

В структуре первичной заболеваемости всего населения Жылыойского района ведущими классами в 2022 году явились болезни органов дыхания – 27,1% от всех болезней, травмы и отравления – 8,5%, болезни системы кровообращения – 8,4%, болезни крови – 8,2% и болезни мочеполовой системы – 7,9%. На данные 5 классов приходилось 61,1% от всех болезней. Уровень первичной заболеваемости всего населения болезнями органов дыхания имеет тенденцию к снижению – с 16595,0 до 13717,4. В Жылыойском районе с 2020 по 2022 гг. зарегистрировано снижение первичной заболеваемости хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой, бронхиальной астмой. Уровень первичной заболеваемости всего населения района новообразованиями за период с 2020 по 2022 годы снизилась с 517,3 до 297,0.

2.10.3. Производственно-экономическая деятельность

Экономический потенциал. В Атырауской области ведущее место в экономике занимает промышленность, на долю которой приходится более 80% от совокупного общественного продукта. Приоритетными направлениями развития экономики области являются топливно-энергетическая, обрабатывающая, рыбная отрасли, производство строительных материалов. В структуре промышленного производства самый высокий удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии.

Крупнейшими предприятиями Атырауской области являются:

- ТОО «Тенгизшевройл»;
- АО «Эмбамунайгаз»;
- Атырауский нефтеперерабатывающий завод;
- НКОК Н.В. (North Caspian Operating Company N.V.).

Валовый региональный продукт

Основу экономики области составляет промышленный сектор, на долю которого приходится почти половина валового регионального продукта (ВРП) (49,8%). Объем валового регионального продукта (ВРП) в период январь-сентябрь 2022 г. составил в 9 010,4 млрд. тенге, что составило 101,8% к аналогичному периоду прошлого года. В структуре ВРП за указанный период 2022 г. производство товаров составило 59,8%, производство услуг – 29,4%. Основную долю в производстве ВРП занимает промышленность, что составляет 51,7%.

Составляющие валового регионального продукта по видам экономической деятельности за январь-сентябрь 2022 г. приведены в таблице 2.10.2.

Таблица 2.10.2 Валовый региональный продукт по видам экономической деятельности

Показатели	Январь-сентябрь 2022 г.		
	млн. тенге	структура ВРП, в процентах к итогу	ВРП, в процентах к республиканскому уровню
Валовой региональный продукт	9 010 368,1	100	13,8
Сельское, лесное и рыбное хозяйство	72 950,1	0,8	2,1
Промышленность	4 654 706,9	51,7	22,7
Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	4 244 486,7	47,1	40,6
Обрабатывающая промышленность	347 527,0	3,9	3,9
Электроснабжение, подача газа, пара и воздушное кондиционирование	46 735,1	0,5	4,8
Водоснабжение; канализационная система, контроль над сбором и распределением отходов	15 958,1	0,2	9,1
Строительство	664 683,1	7,4	19,3
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов	1 031 410,8	11,4	11,1
Транспорт и складирование	361 237,3	4,0	9,6
Услуги по проживанию и питанию	85 848,5	1,0	18,6
Информация и связь	15 219,7	0,2	1,3
Финансовая и страховая деятельность	42 358,7	0,5	1,9
Операции с недвижимым имуществом	302 628,0	3,4	6,8
Профессиональная, научная и техническая деятельность	239 789,5	2,7	12,4
Деятельность в области административного и вспомогательного обслуживания	329 335,8	3,7	26,8
Государственное управление и оборона; обязательное социальное обеспечение	43 214,9	0,5	3,2
Образование	101 989,4	1,1	3,6
Здравоохранение и социальные услуги	41 108,2	0,5	2,6
Искусство, развлечения и отдых	6 065,8	0,1	1,3
Предоставление прочих видов услуг	45 334,8	0,5	2,6
Налоги на продукты	972 486,6	10,8	17,3

Промышленность. Основное промышленное производство области базируется в городе Атырау, а также в Макатском и Жылыойском районах, где сосредоточены крупнейшие нефтяные предприятия, нефте- и газоперерабатывающие заводы, предприятия машиностроения, пищевой, рыбной промышленности, а также ремонтно-механические и судоремонтные предприятия. Наибольший удельный вес имеет горнодобывающая промышленность и разработка карьеров (94% от общего производства). Обрабатывающая промышленность составляет 5%.

В январе-декабре 2022 г. промышленной продукции произведено на 13133748 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 12320470 и 672839 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – на 96587 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 43851 млн. тенге.

Сельское хозяйство. Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного, охотничьего и рыбного хозяйства в январе-декабре 2022 г. составил 133358,8 млн. тенге, в том числе растениеводства – 49884,6 млн. тенге, животноводства 80620,9 млн. тенге.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2022 г. больше на 1,8% чем в январе-декабре 2021 г.

За январь-декабрь 2022 года забой в хозяйствах или реализация на убой всех видов скота и птицы в живом весе по сравнению с соответствующим периодом прошлого года больше на

3,1% и составил 59,3 тыс. тонн, производство коровьего молока соответственно – на 3,6% и 70,85 тыс. тонн. Производство куриных яиц уменьшилось на 43,3% и составило 22203 тыс. штук.

В 2022 году объем продукции (услуг) в рыболовстве и аквакультуре увеличился по сравнению с предыдущим годом на 39,9% и составил 2225,3 млн. тенге. За отчетный год было выловлено 16,8 тыс. тонн рыбы, из них 3,2 тыс. тонн леща пресноводного, 1 тыс. тонн сазана, 0,8 тыс. тонн судака, 0,7 тыс. тонн карася. Большая часть рыбы была выловлена в реках (16,6 тыс. т) и только 1,3 тыс. т – в море. Выращено рыбопосадочного материала – 3 806,4 тысяч штук. Общая площадь водного зеркала водоемов по выращиванию товарной рыбы и рыбопосадочного материала равна 79,8 га.

Строительство. В январе-декабре 2022 г. было закончено строительство 4537 новых зданий, из них 4424 жилого и 113 нежилого назначения.

Введены в эксплуатацию следующие объекты социально-культурного назначения:

- общеобразовательных школ – 3;
- дошкольных организаций – 1;
- амбулаторно-поликлинических организаций – 2.

В январе-декабре 2022 г. объем строительных работ (услуг) составил 1164,5 млрд. тенге. Наибольший объем работ за этот период выполнен на строительстве промышленных зданий (606,8 млрд. тенге), прочих нежилых зданий (192,3 млрд. тенге), передаточных устройств (170,7 млрд. тенге), автомагистралей, улиц, дорог (52,4 млрд. тенге), прочих сооружений (35,8 млрд. тенге), офисных зданий (31,4 млрд. тенге), зданий медицинских организаций (16,2 млрд. тенге).

В январе-декабре 2022 г. было введено 830,8 тыс. кв. метров жилья. По сравнению с аналогичным периодом 2021 г. ввод в эксплуатацию общей площади жилья снизился на 7,8%. В этот период из общего количества жилых зданий введено в эксплуатацию: 52 многоквартирных домов общей площадью 248 тыс. кв. метров, что составило 119,1% к аналогичному периоду прошлого года; 3148 индивидуальных жилых домов общей площадью 511,6 тыс. кв. метров. В Жылыойском районе в 2022 г. было введено на 134,5% больше жилья, чем в 2021 г.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв. м общей площади жилья выросли на 27,9%. Динамика ввода в эксплуатацию жилых зданий в 2021-2022 гг. (в тыс. кв. м) показана на рисунке 2.10.2.

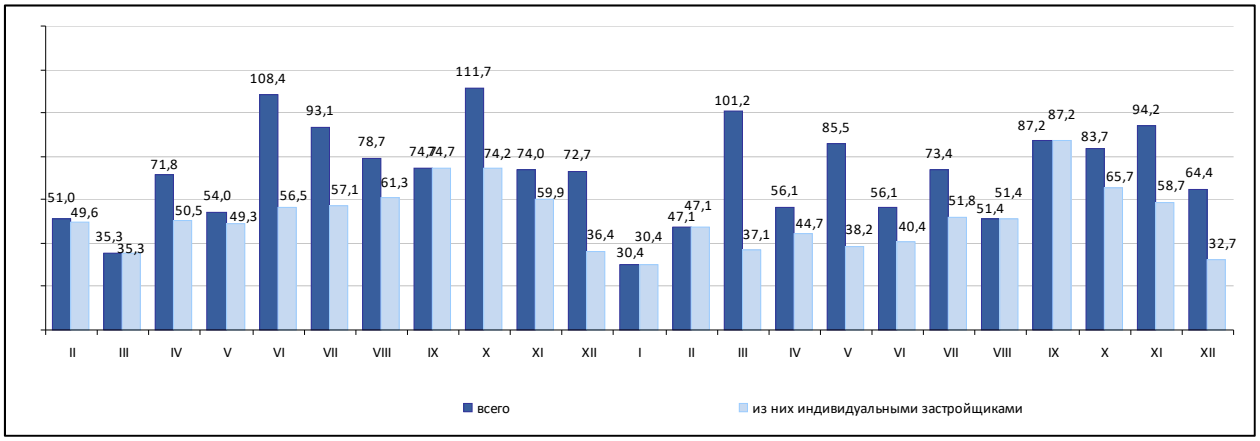


Рисунок 2.10.2. Динамика ввода в эксплуатацию общей площади жилых зданий в 2021-2022 гг., тыс. кв. м

Торговля. Объем розничной торговли за январь-декабрь 2022 г. составил 395860,2 млн. тенге, что на 0,2% больше уровня соответствующего периода 2021 г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 5,4%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках, уменьшилась на 9,1% по сравнению с январем-декабрем 2021 г.

На 1 января 2023 г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 34995,7 млн. тенге, что обеспечит реализацию в течении 51 дня торговли.

Объем оптовой торговли за январь-декабрь 2022 г. составил 4695946,7 млн. тенге или на 0,9% больше уровня соответствующего периода 2021 г. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (95,6%).

В январе-декабре 2022 г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составил составила 452,2 млн. долларов США (по сравнению с январем-декабрем 2021 г. в номинальном выражении увеличилась на 9%).

Экспорт со странами ЕАЭС составил 79,3 млн. долларов США или на 29,8% больше, чем в январе-декабре 2021 г., импорт – 372,9 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 5%.

Транспорт

Основные показатели за период январь-декабрь 2022 г. по видам транспорта приведены в таблице 2.10.3.

Таблица 2.10.3 Основные показатели по видам транспорта

	Перевезено грузов, багажа, грузобагажа, тыс. тонн		Грузооборот, млн. ткм	
	Январь-декабрь 2022 г.	Январь-декабрь 2022 г. в процентах к январю-декабрю 2021 г.	Январь-декабрь 2022г.	Январь-декабрь 2022 г. в процентах к январю-декабрю 2021 г.
Все виды транспорта	159 254,3	102,4	55 303,9	85,1
в том числе:				
железнодорожный	19 974,9	103,4	15 296,0	109,8
автомобильный	57 102,2	120,2	11 131,0	57,3
трубопроводный	82 177,2	92,6	28 876,9	91,4

Грузооборот за январь-декабрь 2022 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года уменьшился на 14,9%. Наблюдается увеличение грузооборота железнодорожного транспорта за январь-декабрь 2022 г. по сравнению с январем-декабрем 2021 г. на 9,8%.

В общем объеме перевезенных грузов доля автомобильного транспорта составила 35,9%, трубопроводного – 51,6%, железнодорожного – 12,5%. В грузообороте доля автомобильного транспорта составила 20,1%, трубопроводного – 52,2%, железнодорожного – 27,7%.

В указанный период было перевезено всеми видами транспорта 85 720,8 тыс. человек, в том числе: 819,5 тыс. человек железнодорожным транспортом, 84899,3 тыс. человек автомобильным и 2,0 тыс. человек внутренним водным транспортом.

Пассажирооборот в январе-декабре 2022 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился на 31,9%. В январе-декабре 2022 г. по сравнению с январем-декабрем 2021 г. пассажирооборот на железнодорожном транспорте увеличился на 45,1%.

Инвестиции

Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2022 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 2459 млрд. тенге.

В январе-декабре 2022 г. по сравнению с 2021 г. наблюдается уменьшение на 6% инвестиционных вложений, направленных на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2022 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (80%), обрабатывающую промышленность (5,5%), транспорт и складирование (6,8%) и операции с недвижимым имуществом (2,7%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-декабрь 2022 г. составил 2617,4 млрд. тенге.

2.10.4. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ)

Особо охраняемая природная территория (ООПТ) – участки земель, водных объектов и воздушного пространства над ними с природными комплексами и объектами государственного природно-заповедного фонда, для которых установлен режим особой охраны.

Непосредственно на территории месторождения Тенгиз особо охраняемые природные территории отсутствуют.

На территории Атырауской области имеется несколько ООПТ (рисунок 2.10.3):

Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря. В настоящее время, в соответствии со ст. 268 Экологического кодекса РК «границы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря устанавливаются Правительством Республики Казахстан».

В состав заповедной зоны входят:

- Акватория и пойма р. Жайык (Урал) (от разветвления р. Жайык (Урал) на рукава Заросльй и Яицкий до устья р. Барбастау);
- Дельта р. Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты р. Волги (в границах Казахстана);
- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка). Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц.

Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря излагаются в Главе 19 Экологического кодекса РК.

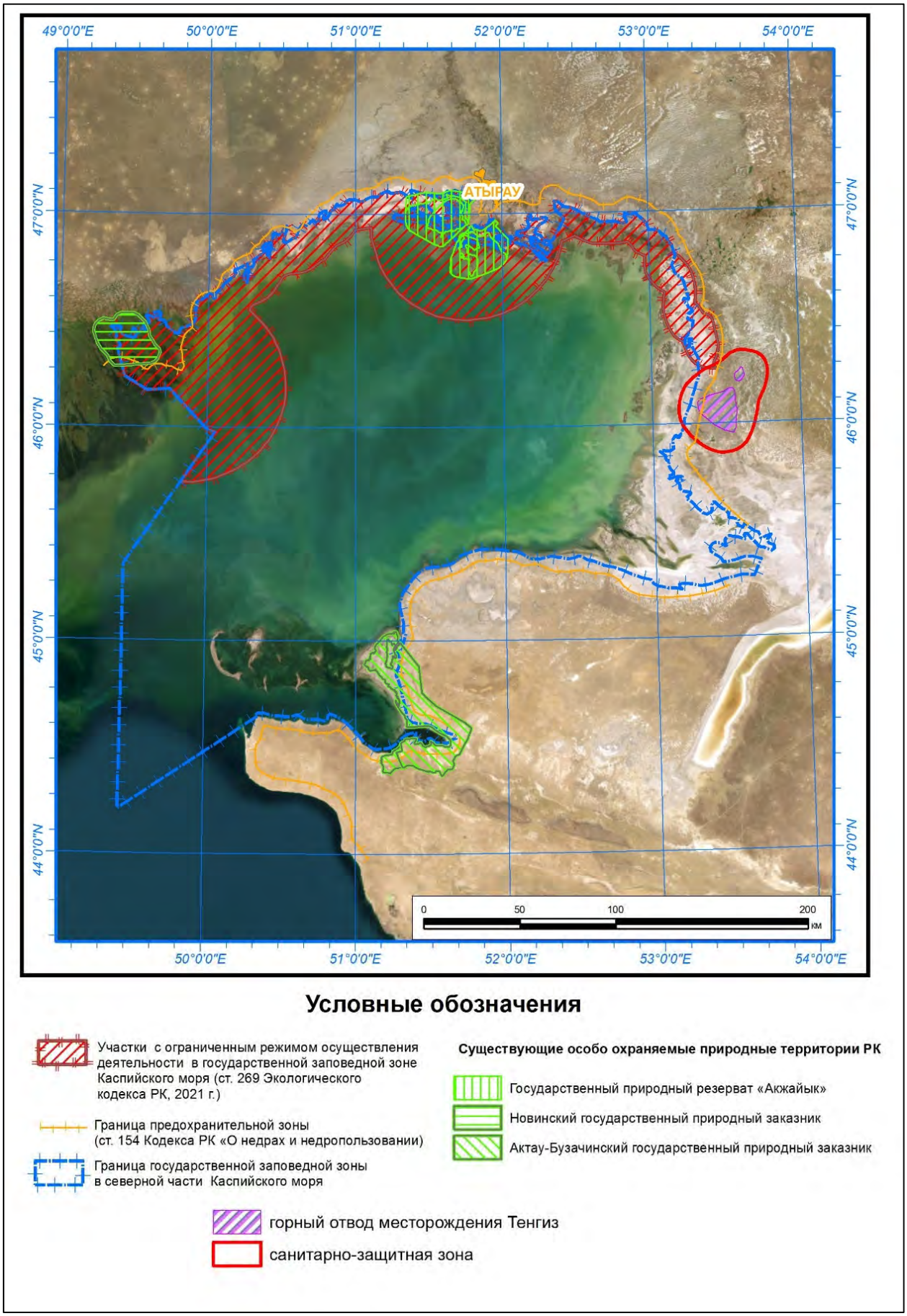


Рисунок 2.10.3. Карта расположения ООПТ

Новинский государственный заказник (46º15' с.ш.; 49º45' в. д.), площадью 45,0 тыс. га, основан в 1967 году на одноименных островах и водной акватории для охраны водно-болотных угодий восточной части дельты Волги на границе Казахстана и России. В заказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дрема астраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинноиглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь-кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.). В настоящее время территория заказника практически полностью под водой в связи с повышением уровня моря.

Государственный природный резерват «Ак Жайык» создан в 2009 г. с целью охраны водно-болотных угодий международного значения, согласно Рамсарской конвенции об охране водных и околоводных птиц и их местообитаний.

Государственный природный резерват «Ак Жайык» расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 11500 га, из них на землях Махамбетского района – 57595 га, на землях г. Атырау – 53905 га.

Резерват охватывает дельту р. Жайык и прилегающие водно-болотные угодья переходной зоны море-суша. Растительность представлена густыми высокими (3-6 м) зарослями тростника (*Phragmites australis*), рогоза (*Typha angustifolia, T.laxa, T.minima*) в воде и тростниково-клубнекамышевыми сообществами (*Phragmites australis, Bolboschoenus maritimus*) на суше. В подводном ярусе преобладают макрофиты из родов (*Potamogeton, Ceratophyllum, Miriophyllum, Najas, Ruppia* и др.). В лагунах междуречья Волга-Жайык встречаются виды, занесенные в Красную Книгу: кувшинка белая (*Nymphae alba*), лотос орехоносный (*Nelumbo nuciferum*), альдрованда пузырчатая (*Aldrovanda vesiculosa*) и водяной орех (*Trapa natans*). Последние два вида отмечены также в дельте Жайыка.

В дельте реки Жайык и на прилегающем побережье моря зарегистрировано 292 вида птиц. В список МСОПиПР и в Красную книгу РК занесено 26 видов птиц. Общее количество птиц в период миграций, по экспертным оценкам, достигает 3 млн. особей.

На территории резервата обитает 76 из зарегистрированных для Каспийского моря 126 видов и подвидов рыб и круглоротых, относящиеся к 17 семействам. Главенствующее положение среди них занимают карповые рыбы – 42 вида и подвида, далее следуют бычковые – 32-35 и сельдевые рыбы – 18 видов и подвидов. Все другие семейства, включая осетровых, представлены не более чем 1-7. Подробная таксономическая структура рыб, обитающих на резервате и дельте реки Урал запасы промысловых видов в дельте и придельтовой зоне значительны. Основными промысловыми видами в настоящее время являются осетровые, вобла, лещ, сазан, судак, сазан, жерех, сом.

Территория разработки месторождения Тенгиз расположена недалеко (1,2 км) от границы с Мангистауской областью РК. Самой близко расположенной ООПТ Мангистауской области к проектному участку является Актау-Бузачинский заказник (см. рис. 2.10.3), в 186 км от границ месторождения Тенгиз:

Актау-Бузачинский заказник. Актау-Бузачинский заказник, площадью в 170000 га, расположен на юго-западной оконечности полуострова Бузачи, в западной части хребта Северный Актау с прилежащей к нему с севера приморской равниной по обе стороны залива Каспийского моря.

Граница заказника проходит от залива Актумсук через поселок Торлун (Турлен), колодец Тущешагыл выходит к шоссе Шевченко - Каражанбас у кладбища Кум. Далее по шоссе она идет до южного склона хребта Северный Актау и по нему через ущелье Шахбагатысай выходит на приморскую равнину. Затем по сухому руслу Шахбагатысая идет до нижней

террасы предгорной равнины, далее по краю террасы идет до оврага восточнее поселка Сарыташ и выходит к морю.

Главным богатством заповедника являются джейран и муфлон. Джейран держится в основном на п-ве Бузачи, в труднодоступных сорах, а муфлон обитает исключительно по хребту Северный Актау.

Многие обитатели заказника занесены в Красные книги. Это животные редкие, находящиеся на грани уничтожения.

2.10.5. Археология и культурное наследие

Объекты разработки месторождения расположены в Жылыойском районе. На территории района имеется 69 памятников истории и культуры Казахстана местного значения из которых 2 современных: обелиск участнику Великой Отечественной войны Байжану Атагожиеву (1895-1944 гг.), установленный в селе Аккизтогай в 1974 г. и Обелиск возведенный к празднованию 100-летия казахстанской нефти в селе Аккудук. 36 памятников местного значения относятся к раннему железному веку, один – к неолиту, один – к II - I вв. до н.э., три – к XVIII веку, 10 – к XIX - XX векам. В археологическом контексте, наиболее интересны курган Аралтобе, где найдены захоронение с останками одного из вождей сарматов (129 г. н. э.) в золотом одеянии, некрополь Ушкан ата и медресе Шерлигул.

Непосредственно на территории месторождения Тенгиз и Королёвское памятники истории и культуры, внесённые в список объектов государственного значения, отсутствуют. Ближайшие земли историко-культурного назначения находятся на расстоянии более 8 км от земельного отвода месторождения Тенгиз. На севере это группа памятников Шадман и на юге группа памятников Сарыкамыс. Всего 19 памятников, внесенных в Государственный список памятников истории и культуры местного значения Атырауской области, представляющих собой дюнные захоронения, стоянки, поселения раннего железного века и эпохи неолита.

Согласно «Научному отчету исследовательских работ, выполненных для определения исторических-культурных объектов наследия на территории ТОО «Тенгизшевройл» Атырауским областным центром истории и археологии в 2009 г. на территории месторождения обнаружены несколько стойбищ и поселений, курганов и песчаных захоронений, множество общеродовых кладбищ, а также обломки керамической посуды.

С целью охраны обнаруженных объектов, представляющих потенциальный интерес для истории и культуры, ТШО были установлены аншлаги и ограждения.

В ТШО разработан порядок действий при выявлении археологических объектов и захоронений на территории компании в процессе производственной деятельности. Согласно данной процедуре при обнаружении возможного объекта историко-культурного наследия работы, которые могут представлять угрозу объекту приостанавливаются, территория ограждается, направляется уведомление об обнаружении в местный исполнительный орган.

РАЗДЕЛ 3. ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

3.1. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Объектом разработки является вся массивная нефтяная залежь верхнедевонско-среднекаменно-угольного возраста. В соответствии с действующим проектным документом – УТС нефтяная залежь месторождения Тенгиз разрабатывается как единый объект разработки.

По состоянию на 01.01.2023 г. общий фонд скважин на месторождении Тенгиз составил 287 ед., из них:

- 230 добывающих (143 – действующих (в т.ч. 6 во временном простое), 69 – в бездействии, 10 – в испытании и 8 – в консервации);
- 25 газонагнетательных (8 – действующих, 16 – в испытании и 1 – в бурении);
- 2 наблюдательные;
- 30 ликвидированных.

Из 287 скважин: 286 – пробуренных и 1 скважина (Т-5137) на 01.01.2023 г. находились в бурении. Все скважины вертикальные и вертикально-наклонные, кроме горизонтальной скважины Т-4848, пробуренной в 2019 г.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин 212 ед., в том числе 137 ед. – действующих, 6 ед. – во временном простое и 69 ед. – в бездействии.

Большинство действующих и находящихся во временном простое добывающих скважин (76 % скважин или 108 из 143 ед.) расположены на бортовой и склоновой частях залежи, при этом большинство скважин (102 ед.) эксплуатировали I стратиграфический объект, 1 скважина – II объект, 4 скважины совместно I+II объекты и 1 скважина совместно I+III объекты.

Остальные 24 % скважин (или 35 ед.) расположены на платформе, из которых 1 скважина эксплуатировала совместно I+II объекты, остальные 34 скважины – I объект. Это обусловлено геологическим строением залежи, т.к. большая её часть – это I стратиграфический объект, в котором сосредоточены основные извлекаемые запасы нефти (84 %). Во II стратиграфическом объекте сосредоточено 12 %, в III – 4 %.

Площадь платформы (по кровле башкирских отложений) составляет около 20 % площади всей нефтяной залежи, при этом на платформе ведётся закачка сырого газа и часть эксплуатационных скважин – газонагнетательные. Поэтому, из 143-х действующих на 01.01.2023 г. добывающих скважин, на платформе расположено только 35 ед. (24 %), остальные 108 скважин (76 %) – на бортовой и склоновой части залежи.

На 01.01.2023 г. большинство действующих добывающих скважин месторождения (48 % или 68 ед. из 143-х) работали со средним дебитом нефти от 100 до 500 т/сут, 65 скважин (45 %) – с дебитом от 500 до 1000 т/сут. Наибольший дебит нефти (1000-1500 т/сут) характерен 10-ти скважинам, расположенным на бортовой и платформенной частях нефтяной залежи.

На рисунке 3.1.1 приведено распределение дебита нефти по действующим добывающим скважинам, расположенным на платформенной, бортовой и склоновой части нефтяной залежи.

Большинство действующих скважин, расположенных на платформе, характеризуются дебитами нефти от 100 т/сут до 1000 т/сут, в то время как дебиты скважин, расположенных на бортовой и склоновой частях залежи, составляют 500-1500 т/сут.

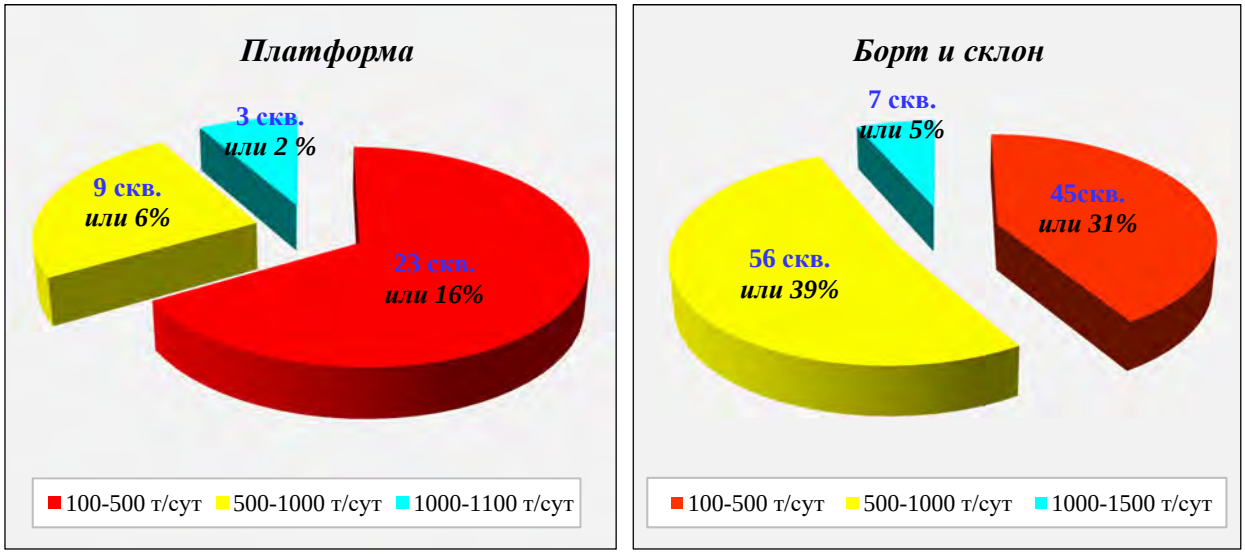


Рисунок 3.1.1. Месторождение Тенгиз. Распределение дебита нефти по действующим (на 01.01.2023 г.) добывающим скважинам, расположенным на платформенной, бортовой и склоновой частях залежи

С декабря 2007 г. с целью поддержания пластового давления и повышения коэффициента вытеснения и нефтеотдачи на участке ЗСГ, осуществляют закачку сырого газа. Вся остальная часть нефтяной залежи месторождения эксплуатируется на режиме истощения.

Доля обратной закачки газа от добычи попутного газа в 2018-2022 гг. составляла 22-24,3 %.

По скважинам участка ЗСГ за отчетный период наблюдается тенденция к росту газового фактора (в среднем на 20-40%). Газовый фактор по скважинам бортовой и склоновой части нефтяной залежи за отчетный период практически не изменился (был на уровне 540 ст.м^3/т), на платформенной части – увеличился на 8%. Повышение ГФ является свидетельством запланированного процесса вытеснения нефти газом, эффективно смешивающимся и вытесняющим нефть в сторону добывающей скважины.

Следует отметить, что запуск ПБР увеличит мощности месторождения по добыче попутного газа, что позволит вести добычу со скважин с повышенным газовым фактором. Также как на сегодняшний день, ТШО будет увеличивать добычу нефти, при этом скважины с относительно высоким газовым фактором будут закрываться до тех пор, пока не выполнится условие, при котором добыча нефтяного газа не будет превышать мощности заводов по переработке газа.

Динамика добычи нефти и газа, закачки газа представлены на рисунке 3.1.2. Динамика среднего дебита нефти, газового фактора, действующего фонда добывающих и газонагнетательных скважин, пластового давления с начала разработки месторождения представлены на рисунке 3.1.3.

Месторождение на 01.01.2023 находится на второй стадии разработки, которая характеризуется поддержанием высокого уровня добычи нефти и газа и увеличением числа скважин.

Как видно из ниже представленных рисунков 3.1.2-3.1.3, с увеличением действующего фонда добывающих скважин до 109 ед. в 2019 г. в целом по месторождению наблюдается ежегодное увеличение добычи нефти, достигнув на сегодняшний день максимального значения – 27,5 млн.т при среднем дебите нефти – 803 т/сут. В 2020-2021 гг. уменьшение добычи нефти на уровне 24 млн.т связано с требованием МЭ РК по ограничению добычи

нефти согласно договоренностям ОПЕК+. За 2022 год добыто 27,0 млн.т нефти при среднесуточном дебите – 581 т/сут.

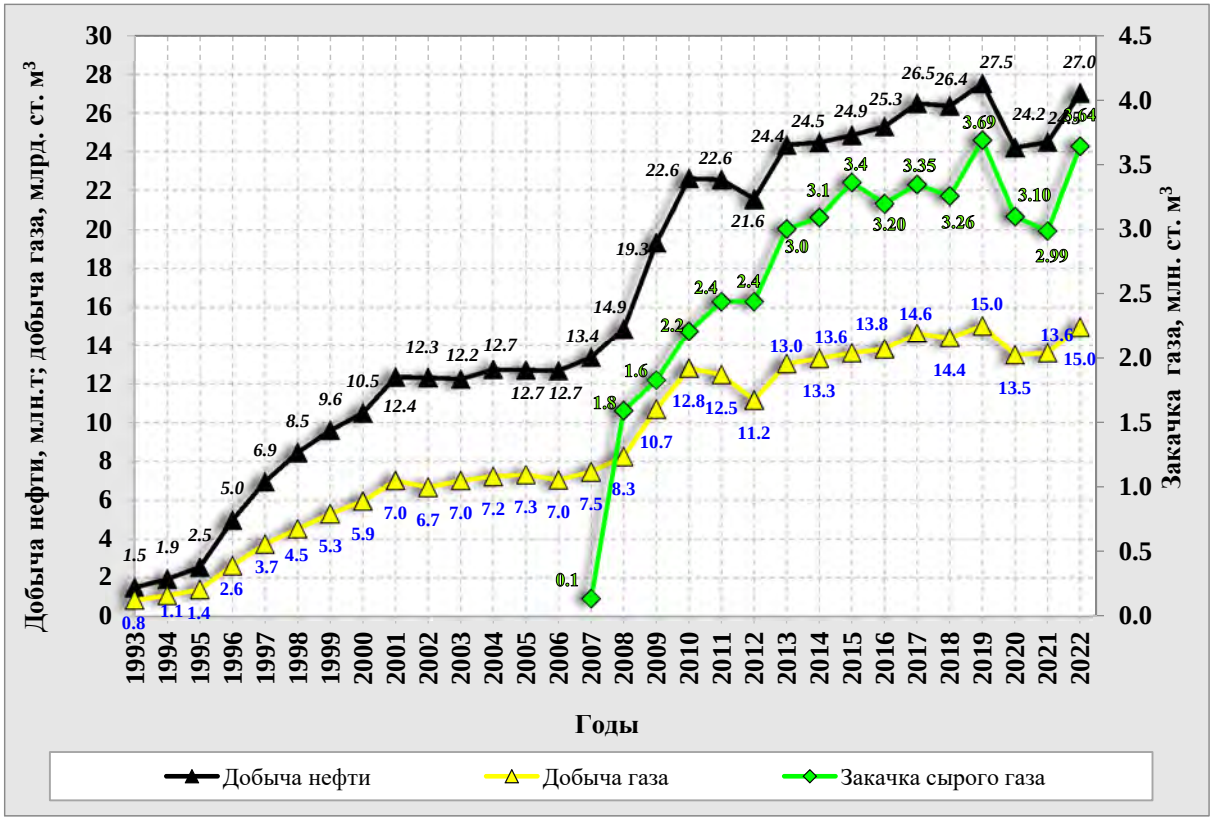


Рисунок 3.1.2. Месторождение Тенгиз. Динамика добычи нефти, добычи и закачки газа

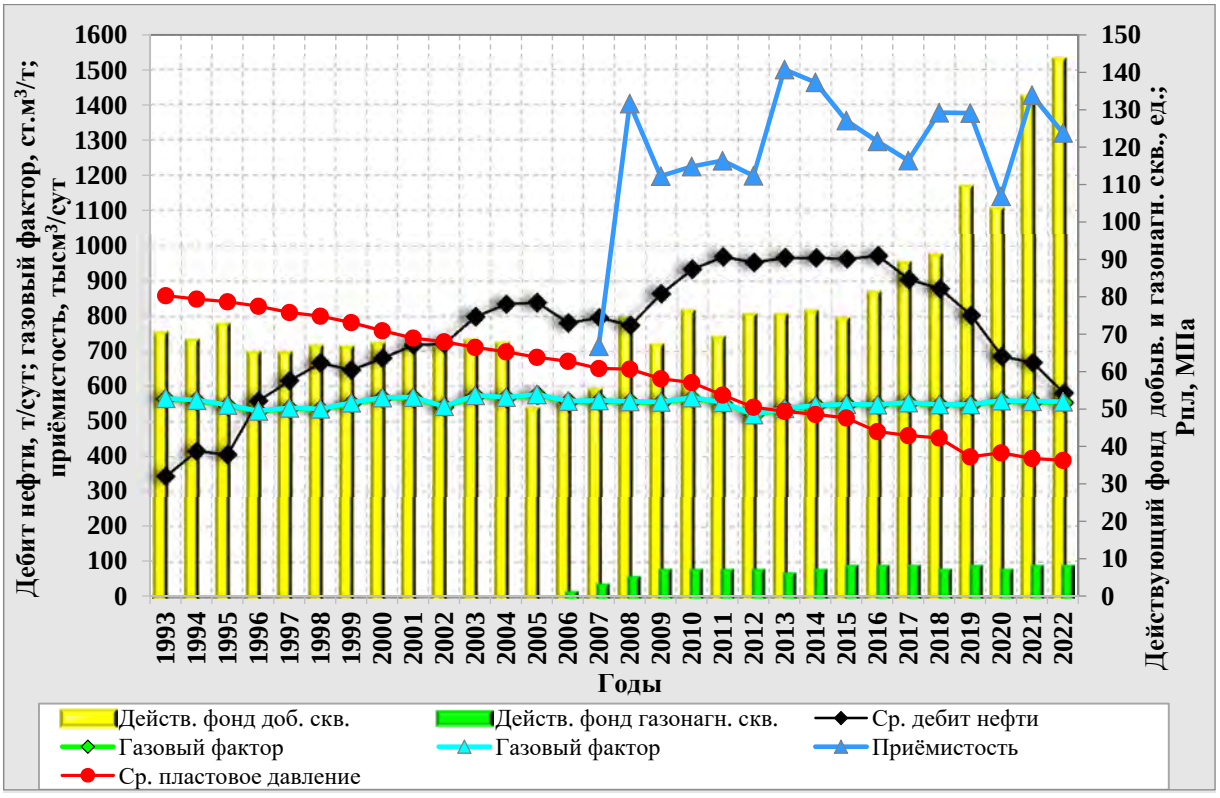


Рисунок 3.1.3. Месторождение Тенгиз. Динамика действующего фонда добывающих и газонагнетательных скважин, среднего дебита нефти и приёмистости скважин, газового фактора и пластового давления

Всего по месторождению на 01.01.2023 г. добыто 501,1 млн.т нефти, при этом с учётом перетоков из платформы в остальную часть залежи согласно данным ГДМ 72 % (362,7 млн.т) добыто через скважины, расположенные на бортовой и склоновой частях нефтяной залежи, остальные 28 % (138,4 млн.т) – на платформе.

Текущий КИН в целом по месторождению составил 0,146 д.ед., отбор от утверждённых извлекаемых запасов – 36,5 %.

3.2. ОПИСАНИЕ БАЗОВОЙ КОНЦЕПЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для сравнительного анализа и выбора рациональной системы разработки рассматривается базовый и 9 альтернативных вариантов разработки месторождения Тенгиз. При составлении расчетных вариантов учитывалась необходимость наиболее полного извлечения нефти из недр при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности с применением для текущих условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования. Полученные результаты расчета вариантов разработки используются для дальнейшего экономического анализа.

С целью долгосрочной оценки эффективности нефтеизвлечения расчеты всех предлагаемых сценариев разработки производили в специализированном программном обеспечении «Intersect».

Каждый из рассматриваемых вариантов предусматривает индивидуальный набор технологических проектов (стратегий). Их технико-экономическая эффективность будет оцениваться в зависимости от ввода каждого из сценариев, что может привести к поэтапной и постепенной разработке. Предлагаемые стратегии направлены на оптимизацию разработки в конкретных регионах (платформа, борт, склон), что в свою очередь позволит оценить их индивидуальное влияние на величину нефтеизвлечения в разрезе структурно-фациальных зон. Осуществление поэтапной разработки месторождения позволит провести оптимальную разработку месторождения и устранить риски, связанные с основными геологическими неопределённостями. Ввод той или иной стратегии и выполнение каждого этапа варианта будет зависеть от соблюдения определенных условных факторов, которые включают в себя следующее. Получение положительных результатов предыдущих этапов, которые позволят сократить существующие неопределённости и снизить риски для проведения последующих этапов и продемонстрировать, что разработка последующего этапа будет экономически рентабельной. Наличие необходимых мощностей наземных объектов и доступность наземного местоположения, и утверждение плана выполнения работ на поверхности чтобы убедиться, что проект может быть выполнен безопасно и надежно - если мощность наземных объектов отсутствует, то этап разработки может быть приостановлен или отложен до тех пор, пока не появится достаточная мощность. Если этап разработки требует применения технологии, она должна быть успешно протестирована и продемонстрировать, что технология технически надежна для применения на последующем этапе разработки. Испытание технологии может проходить в несколько этапов, постепенно увеличивая объем до тех пор, пока не будет получена необходимая информация. При этом испытания технологий могут быть остановлены на любом этапе, в случае если их результаты показывают, что это вряд ли приведет к экономически выгодному применению. Обязательно перед началом внедрения той или иной стратегии или этапа разработки все участники ТШО должны утвердить техническую и коммерческую концепции, а также необходимые бюджет и ресурсы.

База технологических проектов состоит из следующих стратегий разработки (таблица 3.2.1 и 3.2.2):

Стратегия 1 (до 2030) предусматривает возможность увеличения нефтеизвлечения в северной части платформы и оптимизацию разработки залежи на южной платформе, которая заключается в расширении зоны ЗСГ и в бурении добывающих скважин в этой части платформы. Согласно текущим планам Недропользователя в период до 2030 гг. предусмотрен ввод 45 добывающих скважин. Также, в период 2024-2025 гг. запланирован ввод в эксплуатацию 17 газонагнетательных скважин. Ввод добывающих скважин на южной платформе позволит улучшить общее понимание о продуктивных и фильтрационно-емкостных характеристиках этого региона. Помимо этого, на данном этапе планируется испытание новой стратегии разработки по извлечению нефти из продуктивных коллекторов нижнего склона с использованием горизонтальных скважин. Низкопроницаемая матрица заплатформенного низкотрещинного региона не предусматривает достаточную продуктивность скважин без искусственного создания системы трещин, в связи с чем ввод горизонтальных скважин в эксплуатацию будет сопровождаться проведением ГРП. Стратегия разработки нижнего склона I объекта предполагает поэтапный подход.

Стратегия 2 (2029-2033 гг.). В рамках данного технологического проекта планируется ввод 27 новых добывающих скважин, предназначенных для завершения 9-точечной схемы расположения скважин.

Стратегия 3 (2031-2037 гг.). В зависимости от полученных результатов испытания стратегии 1 по разработке нижнего склона I объекта предусматривается бурение до 37-и добывающих скважин по всему периметру склоновой части залежи, характеризующейся низкой трещиноватостью.

Стратегия 4 (2033-2040 гг.). На месторождении Тенгиз предусматривается потенциальное бурение 30 горизонтальной скважины на II подсчётный объект.

Отложения нижневизейско-турнейских горизонтов представлены плотной матрицей, для разработки которых необходимо проведение интенсификации притока для повышения продуктивности скважин. На текущий момент ТШО проводит работы по переоценке свойств нижнего турнейского горизонта, которые будут использованы в целях оптимизации разработки II подсчетного объекта и планов его разработки.

Также данная стратегия подразумевает углубление 10 скважин, запланированных к бурению в южной части платформы из стратегии 1 до подсчетного объекта II.

Стратегия 5 (2030-2039 гг.). Данная стратегия предусматривает потенциальное дополнительное увеличение объема закачки путем ввода в эксплуатацию дополнительной нагнетательной скважины и расширения производственных мощностей установки закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП) в 2030 г. Данный этап нацелен на поддержание пластового давления платформенной и прибортовой зон, что приведет к повышению коэффициента вытеснения и к увеличению конечного коэффициента извлечения нефти. Объем работ данного технологического проекта включает установку дополнительного компрессора нагнетания в 2039 г. (помимо двух компрессоров, запланированных в рамках Проекта будущего расширения), что позволит увеличить мощности по добыче и закачке газа. Помимо модернизации наземной инфраструктуры запланировано бурение 9 дополнительных газонагнетательных скважин с запуском в эксплуатацию в 2039 г., расположенных на территории платформы.

Стратегия 6 (2030-2036 гг.). По состоянию на 01.01.2023 г. практически вся нефтяная залежь, в основном разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии. В структурных зонах борта и склона, за исключением участка ЗСГ платформы, наблюдается снижение пластового давления. По этой причине в целях оптимального расхода пластовой

энергии стратегия 6 подразумевает более равномерное распределение отборов за счет организации системы заводнения на склоне нефтяной залежи.

На месторождении Тенгиз, по результатам исследований прошлых лет, основными агентами закачки с целью поддержания пластового давления являются сырой газ и вода. Об эффективности ЗСГ свидетельствуют положительные результаты проекта ЗСГ на платформе месторождения Тенгиз. На текущий момент ТШО рассматривает возможности организации системы заводнения на месторождении Тенгиз. В связи с этим недропользователем запущен Проект «Методы оптимизации нефтеизвлечения» (МОН), который направлен на изучение и проверку достоверности методов, предназначенных для поддержания пластового давления и увеличения нефтеизвлечения. Основными целями МОН являются:

- увеличение конечного КИН на склоновой части месторождения Тенгиз и на соседнем месторождении Королёвское;
- максимальное экономическое применение инфраструктуры, развитой проектами будущего расширения и управления устьевым давлением (ПБР-ПУУД), при условии минимального воздействия на промысловые работы и на окружающую среду.

Большой частью проекта МОН является Проект по заводнению склоновой части месторождения Тенгиз. Проект направлен на достижение дополнительного нефтеизвлечения и поддержанию пластового давления на склоне. Проект находится на ранней фазе, ведется предварительная оценка показателей коллектора. Целесообразность заводнения на месторождении Тенгиз зависит от успешности Проекта МОН на месторождении Королёвское.

Запланировано выполнение I этапа заводнения путем ввода 4 водонагнетательных скважин в 2030 г. Этап II характеризуется вводом 22 водонагнетательных скважин в 2036 г. Планируется применение технологии закачки воды «Dumpflood», которая предусматривает ввод дополнительных производственных мощностей на месторождении на этапе II.

Стратегия 7 (2039 г.). В рамках данной стратегии планируется расширение зоны закачки обессеренного газа на склоновой части залежи в целях поддержания пластового давления, что позволит увеличить суточную закачку газа на 8,5 млн.м^3/сут. Ввод 4-х газонагнетательных скважин ожидается в 2039 г. Также, может быть предложено выполнение опытно-промышленных работ по оценке потенциальной возможности дополнительного нефтеизвлечения с трещиноватого склона, в случае получения положительных результатов анализа экономических перспектив.

На текущий момент источник газа закачки не определен. Одной из практических возможностей реализации проекта является использование собственного сухого газа, поступающего с заводов месторождения Тенгиз. Поток сухого газа будет состоять примерно из 83 % метана, 16 % бутана и пропана. Соблюдение условия смешиваемости газа не требуется, поскольку к моменту запуска данного проекта пластовое давление на склоне должно быть ниже давления насыщения нефти газом, в связи с чем прогнозируется возникновение техногенной газовой шапки в сводовой части склона.

Стратегия 8 (2036 г.). На данном этапе предусматривается расширение зоны закачки обессеренного газа на краевой части платформы путем ввода 5 дополнительных газонагнетательных скважин в 2036 г. Аналогично предыдущей стратегии источник газа закачки не определен и ожидается увеличение суточной закачки газа на 8,5 млн.м^3/сут.

Таким образом, вышеперечисленные стратегии разработки являются основой для составления вариантов разработки.

Таблица 3.2.1 Схема комбинирования стратегий в варианты разработки

Стратегия /Вариант	Базовый вариант	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9
Стратегия 1 Бизнес-план	Бурение: 24 верт. добыв. скв. на платформе; 10 гор. добыв. скв. на склоне;									
Стратегия 2 Платформа Объекта I		Бурение: 20 доб. скв. в регионе южной платформы; 7 доб. скв. в регионе северной платформы								
Стратегия 3 Нижний склон		Бурение: 31 гор. и 6 верт. доб. скв. на нижнем склоне								
Стратегия 4 Разработка Объекта II			Бурение: 30 гор. скв. на платформе объекта II;							
Стратегия 5 Расширение ЗСГТП				Бурение: 10 газонагн. скв. на платформе						
Стратегия 6 Поэтапное Заводнение на склоне					Бурение: 26 водонагн. скв. на склоне				Бурение: 26 водонагн. скв. на склоне	
Стратегия 7 Закачка газа на склоне						Бурение: 4 газонагн. скв. на склоне				Бурение: 4 газонагн. скв. на склоне
Стратегия 8 Закачка газа в краевой части платформы							Бурение: 5 газонагн. скв. на краевой части платформы			

Таблица 3.2.2 Максимальные показатели по предлагаемым стратегиям

Стратегия	Дата ввода в эксплуатацию	Нефть, тыс. тонн/сут	Максимальная добыча газа, млрд.м^3 в год	Закачка газа / воды, млрд.м^3 в год / тыс. брл/сут
Стратегия 1 Бизнес-план	-	111.9	30.4	16.8 / 0
Стратегия 2 Платформа Объекта I	2029 - 2033	111.9	30.4	16.8 / 0
Стратегия 3 Нижний склон	2031 - 2037	111.9	30.4	16.8 / 0
Стратегия 4 Разработка Объекта II	2033 - 2040	111.9	30.4	16.8 / 0
Стратегия 5 Расширение ЗСГТП	2030 / 2039	111.9	36.7	23.1 / 0
Стратегия 6 Поэтапное Заводнение на склоне	2030 / 2036	111.9	36.7	23.1 / 300
Стратегия 7 Закачка газа на склоне	2039	111.9	36.7	26.2 / 0
Стратегия 8 Закачка газа в краевой части платформы	2036	111.9	36.7	26.2 / 0

3.3. ХАРАКТЕРИСТИКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При расчете вариантов разработки в гидродинамическую модель SIM15T месторождения заложены технологические ограничения по эксплуатации добывающих, газо- и водонагнетательных скважин, представленные в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 Основные ограничения и допущения по категориям скважин

Наименование	Технологические ограничения
Добывающие скважины	• Максимальный дебит по нефти – 3000 т/сут (24 тыс.барр/сут); • Минимальное динамическое устьевое давление – первоначально ~7,5-10,7 МПа (~1085-1550 psia), со снижением до ~2,7-7,2 МПа (~390-1050 psia); Минимальное давление на устье варьируется по ГЗУ и рассчитывается в обратном направлении от давления на входе в установку, через поверхностный трубопровод и коллекторную сеть к отдельным скважинам путем реализации интегрированной модели Gap-Intersect; • Минимальное забойное давление – 6,9 МПа (1000 psia); • Коэффициент эксплуатации – 0,9 д.ед.; • Максимальный газовый фактор не ограничен, что позволит добывать газ на максимальном уровне в более поздние этапы разработки месторождения; • Применение корреляции потока в ПО «Prosper», откалиброванной по имеющимся данным замеров на скважинах, т.е. давление, температура и дебит.
Газонагнетательные скважины	• Максимальная приемистость – 2830 тыс. м^3/сут; • Максимальная приемистость скважин ЗСГТП – 4250 тыс.м^3/сут; • Максимальное устьевое давление – 51 МПа; • Максимальное забойное давление – 67 МПа; • Коэффициент эксплуатации 0,95 д.ед.
Водонагнетательные скважины	• Максимальный объем закачки воды -2385 м^3/сут; • Максимальное забойное давление – 40.5 МПа; • Коэффициент эксплуатации – 0,95 д.ед.
Промысловые ограничения	• Максимальная номинальная мощность нефтяного завода на существующих объектах составляет 31,6 млн.т/год для всех вариантов, включая добычу с Королевского месторождения; • При эксплуатации приоритет отдается скважинам с самым низким газовым фактором.

Базовый вариант предусматривает продолжение реализуемой на текущий момент концепции разработки с утвержденными Недропользователем и Участниками ТШО технологическими проектами (Бизнес-план 2024 г.)

Вариант предусматривает разработку бортовой и склоновой зон залежи на режиме истощения и предполагает снижение пластового давления ниже давления насыщения. На платформенной части залежи будет продолжаться использование технологии закачки сырого газа. В соответствии с таблицей 3.2.1 данный вариант включает в себя только стратегию 1, которая предусматривает возможность увеличения нефтеизвлечения в северной части платформы и оптимизацию разработки залежи на южной платформе. Вместе с этим планируется увеличение объемов закачки сырого газа. Согласно проектным решениям варианта планируется ввод 41 добывающих скважин, из которых 31 вертикальных размещены на платформе и склоне, и 10 горизонтальные на склоне. ТШО планирует пробурить эксплуатационные скважины в регионах с относительно высоким пластовым давлением для достижения более равномерного площадного снижения пластового давления и надлежащего регулирования нефтеизвлечения. Помимо этого, в 2024 г. планируется ввод 22 раннее пробуренных скважин в эксплуатацию, в числе которых 6 добывающих и 15 газонагнетательных.

В таблице 3.3.2 представлен график ввода проектных скважин из бурения по базовому варианту, нацеленный на увеличение добычи нефти с платформы, а также ускорение

бурения новых платформенных газонагнетательных скважин за пределами текущего участка ЗСГ для поддержания пластового давления.

Таблица 3.3.2 Базовый вариант График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	11	7	4	0	0	0
Всего	**62**	**31**	**10**	**0**	**4**	**17**

Основные показатели базового варианта, следующие:

- общее количество новых скважин – 62 ед., в т.ч. 41 добывающие, 17 газонагнетательные;
- максимальные уровни годовых отборов: по нефти – 39 503,86 тыс. т; по газу – 29 061,5 млн.м^3; по закачке газа – 17 370,7 млн.м^3.

Вариант 1 – основан на базовом варианте разработки и дополнительно предусматривает оптимизацию разработки северной и южной платформ (стратегия 2) и программу по разработке коллекторов нижнего склона (стратегия 3). Вариант разработки предусматривает продолжение разработки платформы с применением технологии закачки сырого газа, разработку бортовой и склоновой части на режиме истощения пластовой энергии. В таблице 3.3.3 приводится график ввода проектных скважин из бурения.

Основные показатели варианта 1 следующие:

- общее количество новых скважин – 126 ед., в т.ч. 105 добывающих, 17 газонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 28 991,3 млн.м^3/год;
  - по закачке газа – 17 370,7 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.3 Вариант 1 (рекомендуемый вариант). График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	6	6		0	0	0
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2033	5	3	2	0	0	0
2034	5	0	5	0	0	0
2035	12	6	6	0	0	0
2036	10	0	10	0	0	0
2037	5	0	5	0	0	0
Всего	**126**	**64**	**41**	**0**	**4**	**17**

Данный вариант предполагается как рекомендуемый.

Вариант 2. Предусматривает тот же набор технологических проектов, что и в варианте 1, отличительной особенностью является внедрение программы разработки платформенной части нижневизейско-турнейских отложений объекта II. Вариант характеризуется вводом 30 горизонтальной добывающей скважины с размещением на платформенной части залежи, предназначенных для эксплуатации II объекта. В таблице 3.3.4 отображен график ввода проектных скважин из бурения.

Основные показатели варианта 2, следующие:

- общее количество новых скважин – 153 ед., в т.ч. 132 добывающих, 17 газонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 29 164,3 млн.м^3/год;
  - по закачке газа –17 370,7 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.4 Вариант 2. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	6	6		0	0	0
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	5	1	4	0	0	0
2034	9	0	9	0	0	0
2035	13	6	7	0	0	0
2036	10	0	10	0	0	0
2037	9	0	9	0	0	0
2038	6	0	6	0	0	0
2039	5	0	5	0	0	0
2040	7	0	7	0	0	0
Всего	**153**	**62**	**70**	**0**	**4**	**17**

Вариант 3 – является комбинацией стратегий 1-5, отличаясь от предыдущего варианта расширением зоны закачки сырого газа, модернизацией установки закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП) и запуском дополнительного компрессора нагнетания. В целях расширения зоны закачки на платформе планируется ввод в эксплуатацию 27 дополнительных газонагнетательных скважин. В таблице 3.3.5 приводится график ввода проектных скважин из бурения.

Основные показатели варианта 3, следующие:

- общее количество новых скважин – 165 ед., в т.ч. 134 добывающих, 27 газонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 35 929,3 млн.м^3/год;
  - по закачке газа – 24 270 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.5 Вариант 3. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	7	6		0	0	1
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	7	3	4	0	0	0
2034	9	0	9	0	0	0
2035	13	6	7	0	0	0
2036	10	0	10	0	0	0
2037	9	0	9	0	0	0
2038	6	0	6	0	0	0
2039	14	0	5	0	0	9
2040	7	0	7	0	0	0
Всего	**165**	**64**	**70**	**0**	**4**	**27**

Вариант 4. Проект по заводнению склоновой части месторождения Тенгиз является большой частью проекта МОН. Проект заводнения на месторождении Тенгиз направлен на достижение дополнительного нефтеизвлечения и поддержание пластового давления на склоне. Текущая стратегия разработки склоновой части включает в себя ввод 26 водонагнетательных, в основном в северной, восточной и западной областях, без загущающих добывающих скважин. Помимо этого, здесь рассматривается постепенный перевод 39 добывающей скважины с фонтанного способа эксплуатации на газлифт начиная с 2039 г.

В зависимости от результатов исследований, полученных во время проведения Этапа 1 (2030 г.), будут приниматься решение о расширении зоны закачки воды на север и восток склона. Этап 2 предполагает расширение системы ППД с добавлением 22 водонагнетательных скважин в 2036 г. Потенциальным источником воды закачки является альб-сеноманский водоносный горизонт. Технологическим центром исследований

компании Шеврон проведены исследования по изучению совместимости вод альб-сеноманского водоносного горизонта с пластовой водой посредством моделирования образования отложений и с породой коллектора путем проведения лабораторных работ на образцах керна. Необходимо отметить, что выполнение этого проекта полностью зависит от полученных результатов пробной закачки воды на месторождении Королёвское. В таблице 3.3.6 приводится график ввода проектных скважин из бурения по варианту 4.

Таблица 3.3.6 Вариант 4. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	11	6		4	0	1
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	7	3	4	0	0	0
2034	9	0	9	0	0	0
2035	13	6	7	0	0	0
2036	32	0	10	22	0	0
2037	9	0	9	0	0	0
2038	6	0	6	0	0	0
2039	14	0	5	0	0	9
2040	7	0	7	0	0	0
Всего	**191**	**64**	**70**	**26**	**4**	**27**

Основные показатели варианта 4, следующие:

- общее количество новых скважин – 191 ед., в т.ч. 134 добывающие, 27 газонагнетательных и 26 водонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т;
  - по газу – 35 674 млн.м^3;
  - по закачке газа – 23 951,5 млн.м^3;
  - по закачке воды – 15 537,7 тыс.м^3.

Вариант 5. По сравнению с предыдущим вариантом 4 в данном варианте вместо организации системы заводнения на склоне рассматривается расширение зоны закачки сырого газа в склоновой части залежи с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пласта за счет продления срока эксплуатации добывающих скважин. Вариант характеризуется вводом дополнительных 4-х газонагнетательных скважин на территории склона в 2039 г. На текущий момент имеются неопределенности по определению источника газа закачки. Возможным вариантом реализации проекта закачки газа на склоне является использование осушенного газа, поступающего с заводов месторождения Тенгиз.

В таблице 3.3.7 представлен график ввода проектных скважин варианта 5.

Основные показатели варианта 5, следующие:

- общее количество новых скважин – 168 ед., в т.ч. 133 добывающих, 31 газонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 35 797 млн.м^3/год;
  - по закачке газа –27 431,1 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.7 Вариант 5. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	7	6		0	0	1
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	7	3	4	0	0	0
2034	9	0	9	0	0	0
2035	12	5	7	0	0	0
2036	10	0	10	0	0	0
2037	9	0	9	0	0	0
2038	6	0	6	0	0	0
2039	18	0	5	0	0	13
2040	7	0	7	0	0	0
Всего	**168**	**63**	**70**	**0**	**4**	**31**

Вариант 6. Аналогично варианту 5 данный вариант является комбинацией стратегий 1-5. По сравнению с предыдущим вариантом здесь рассматривается расширение зоны закачки сырого газа в краевой части платформы в целях поддержания пластового давления. Вариант характеризуется вводом дополнительных 5 газонагнетательных скважин на территории борта в 2036 г. Также, как и с предыдущим вариантов имеются неопределенности по определению источника газа закачки. Возможным вариантом реализации проекта закачки газа на склоне является использование осушенного газа, поступающего с заводов месторождения Тенгиз.

В таблице 3.3.8 представлен график ввода проектных скважин варианта 6.

Основные показатели варианта 6, следующие:

- общее количество новых скважин – 170 ед., в т.ч. 134 добывающих, 32 газонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 36 048,3 млн.м^3/год;
  - по закачке газа –27 431,1 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.8 Вариант 6. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	7	6		0	0	1
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	7	3	4	0	0	0
2034	9	0	9	0	0	0
2035	13	6	7	0	0	0
2036	15	0	10	0	0	5
2037	9	0	9	0	0	0
2038	6	0	6	0	0	0
2039	14	0	5	0	0	9
Всего	**170**	**64**	**70**	**0**	**4**	**32**

Вариант 7 является аналогом варианта 6, за исключением того, что в данном варианте не рассматриваются стратегии 4 (программа разработки платформенной части объекта II) и 5 (расширение ЗСГТП).

В таблице 3.3.9 представлен график ввода проектных скважин варианта 7.

Основные показатели варианта 7, следующие:

- общее количество новых скважин – 131 ед., в т.ч. 105 добывающих, 22 газонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 29 451 млн.м^3/год;
  - по закачке газа –20 528 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.9 Вариант 7. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	6	6		0	0	0
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	5	3	2	0	0	0
2034	5	0	5	0	0	0

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2035	12	6	6	0	0	0
2036	15	0	10	0	0	5
2037	5	0	5	0	0	0
Всего	**131**	**64**	**41**	**0**	**4**	**22**

Вариант 8 является аналогом варианта 4, поскольку предусматривает организацию системы заводнения на склоне, но вместе с этим не включает в себя стратегию 4 (программа разработки платформенной части объекта II) и стратегию 5 (расширение ЗСГТП). В таблице 3.3.10 представлен график ввода проектных скважин из бурения по варианту 8.

Таблица 3.3.10 Вариант 8. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	10	6		4	0	0
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	5	3	2	0	0	0
2034	5	0	5	0	0	0
2035	12	6	6	0	0	0
2036	32	0	10	22	0	0
2037	5	0	5	0	0	0
Всего	**152**	**64**	**41**	**26**	**4**	**17**

Основные показатели варианта 8, следующие:

- общее количество новых скважин – 152 ед., в т.ч. 105 добывающих, 17 газонагнетательных и 26 водонагнетательных;
- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 28 907,5 млн.м^3/год;
  - по закачке газа –17 358 млн.м^3/год;
  - по закачке воды – 15 538 тыс.м^3/год.

Вариант 9 основан на варианте 5, за исключением того, что в данном варианте не рассматриваются стратегии 4 (программа разработки платформенной части объекта II) и 5 (расширение ЗСГТП). В таблице 3.3.11 представлен график ввода проектных скважин из бурения по варианту 9.

Основные показатели варианта 9, следующие:

- общее количество новых скважин – 130 ед., в т.ч. 105 добывающих, 21 газонагнетательных;

- максимальные уровни годовых отборов:
  - по нефти – 39 503 тыс.т/год;
  - по газу – 29 274 млн.м^3/год;
  - по закачке газа –20 528 млн.м^3/год.

Таблица 3.3.11 Вариант 9. График ввода проектных скважин

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.					
	Всего	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагнета-тельные
		Вертикальные	Горизонтальные	Для ППД	Для закачки сточных вод	
2024	22	6		0	1	15
2025	3	0	1	0	0	2
2026	17	14		0	3	0
2027	6	4	2	0	0	0
2028	3	0	3	0	0	0
2029	13	9	4	0	0	0
2030	6	6		0	0	0
2031	10	7	3	0	0	0
2032	9	9		0	0	0
2033	5	3	2	0	0	0
2034	5	0	5	0	0	0
2035	12	6	6	0	0	0
2036	10	0	10	0	0	0
2037	5	0	5	0	0	0
2038	0	0		0	0	0
2039	4	0		0	0	4
Всего	**130**	**64**	**41**	**0**	**4**	**21**

РАЗДЕЛ 4. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОЦЕНКА СУЩЕСТВЕННОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Основной целью оценки воздействия является определение экологических изменений, которые могут возникнуть вследствие намечаемой деятельности и оценка значимости этих возможных изменений.

В настоящей работе для определения воздействия планируемых операций на окружающую среду за основу принят полуколичественный метод комплексной оценки воздействия в соответствии с принятыми в РК «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на ОС», № 270-П от 29.10.2010 г., утвержденные Министром охраны окружающей среды Республики Казахстан (Методические указания. МООС, 2010).

Оценка воздействия выполняется по следующей схеме:

Выявление воздействий → Учет возможного снижения уровня воздействия и предотвращение некоторых негативных воздействий → Оценка значимости остаточных воздействий

Проведение оценки воздействия в ОВОС основывается на совместном изучении следующих материалов:

- технических решений, заложенных в проектах;
- современного состояния окружающей среды района работ.

Оценка воздействия проводится для остаточного воздействия. Под остаточным воздействием подразумеваются воздействия, сохраняющиеся после принятия природоохранных мер.

При проведении оценки воздействия особое внимание уделяется наиболее ценным или уязвимым компонентам природной среды и выявлению воздействия на особо охраняемые территории.

В большинстве случаев при проведении оценки воздействия трудно определить количественное значение экологических изменений, поэтому предлагаемая методология является полуколичественной оценкой.

Значимость воздействий намечаемой деятельности оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Для компонентов природной среды методология определяет значимость каждого критерия, основанного на градации масштабов воздействия от 1 до 4 баллов. Каждый критерий разработан на основе практического опыта специалистов, полученном при выполнении аналогичных проектов и знании окружающей среды.

Значимость воздействия определяется исходя из величины интегральной оценки. В данной методике приняты три категории значимости воздействия (см. таблицу 4.1.1).

Категории (градации) значимости являются едиными для всех компонентов природной среды и для различных воздействий. Такой подход обеспечивает сопоставимость оценок воздействия и прозрачность процесса оценки воздействия на ОС.

Таблица 4.1.1 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	Низкая
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2	8	9-27	Средняя
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	27	28-64	Высокая
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	64		

Ниже (в таблице 4.1.2) представлены количественные характеристики критериев оценки, которые были приняты при разработке данной оценки воздействия на окружающую среду - Отчета о возможных воздействиях «Проекта разработки месторождения Тенгиз».

Таблица 4.1.2 Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий при проведении оценки воздействия на ОС

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный (1)	площадь воздействия до 1 км^2 для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении 10-100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта
Местный (3)	площадь воздействия в пределах 10-100 км^2 для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	площадь воздействия более 100 км^2 для площадных объектов или более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	до 6-и месяцев
Средней продолжительности (2)	от 6-и месяцев до 1-го года
Продолжительный (3)	от 1-го года до 3-х лет
Многолетний (4)	продолжительность воздействия более 3-х лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
Слабая (2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, природная среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
Сильная (4)	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)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая (1-8)	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

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Средняя (9-27)	Интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или, когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов.

Результаты комплексной оценки воздействия планируемых работ на окружающую среду в штатном режиме представляются в табличной форме в порядке их планирования. Для каждого этапа проектных работ определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень источников и видов воздействия для данного компонента среды, а в вертикальных – категории воздействия с баллами. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (т.е. высокий, средний, низкий). Такая матрица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды. По результатам выявленных уровней значимости воздействия эксперт может дать интегральную оценку воздействия на конкретный компонент природной среды.

Согласно требованиям Экологического кодекса РК и Инструкции по организации и проведению экологической оценки на стадии Заявления о намечаемой деятельности проведено выявление возможных существенных воздействий намечаемой деятельности по «Проекту разработки месторождения Тенгиз» на компоненты окружающей среды.

В процессе оценки воздействия на окружающую среду при подготовке Отчета о возможных воздействиях проведено подробное изучение и описание возможных существенных воздействий.

Подробное описание воздействий на компоненты природной среды (атмосферный воздух, геологическую среду, почвы, поверхностные воды, растительность и животный мир, а также воздействие водохозяйственной деятельности, отходов производства и потребления, размещаемой серы, физических факторов) представлено далее.

4.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Для Оценки воздействия «Проекта разработки месторождения Тенгиз (ПРМ), ТОО «Тенгизшевройл» на атмосферный воздух, были проанализированы источники выбросов загрязняющих веществ, согласно «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 гг.». (Санитарно-эпидемиологическое заключение № E.02.X.KZ20VBZ00040141, Экологическое разрешение № KZ06VCZ03156566, Приложение 4.1). Данные Проекта НДВ 2023-2024, взяты за базовую основу, при оценке воздействия на атмосферный воздух, ввиду того что намечаемая деятельность, связанная с продолжением промышленной разработки месторождения Тенгиз, предполагает эксплуатацию существующих производственных и вспомогательных объектов ТШО. Описание вариантов разработки представлено в разделе 3 настоящего Отчета.

В настоящее время производственные и вспомогательные объекты ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области условно разделены на следующие основные группы:

I. *Объекты Основного производства (ОП):*

- объекты месторождений Тенгиз и Королевское – добыча и транспортировка добываемой продукции, закачка сырого газа (далее – Промысел);
- газоперерабатывающий завод – подготовка нефти и газа (далее КТЛ);
- завод второго поколения (ЗВП) – подготовка нефти и газа;
- внешние объекты (ВО)– сервисные объекты и объекты жизнеобеспечения ТШО, в состав которых входят вахтовые поселки ТШО, Шанырак и Оркен.

II. *Объекты Проекта будущего расширения/Проекта управления устьевым давлением ПБР/ПУУД:*

- завод третьего поколения (ЗТП);
- система повышения давления (СПД);
- закачка сырого газа третьего поколения (ЗСГТП);
- объекты инфраструктуры ПБР.

III. *Объекты подрядных организаций (ПО):*

- объекты подрядных организаций ОП, привлеченных ТШО для выполнения отдельных видов работ и услуг (строительные и ремонтные работы, буровые работы, услуги по подготовке буровых растворов, переработке отходов бурения, по монтажу/демонтажу оборудования и др.);
- подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ).

Ситуационный план расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ТОО «Тенгизшевройл» представлен в Приложении 4.11.

Производственная деятельность ТОО «Тенгизшевройл» в зависимости от уровня и риска негативного воздействия на окружающую среду относится к I категории по классификации согласно статье 12 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК.

В 2023 году наибольшая доля вклада в суммарный валовый выброс ТШО (рисунок 4.2-1) приходится на объекты Основного производства – 75,90%, из них 63,87% выбросы источников КТЛ; 20,12% – Промысел, 8,64 – ЗВП и 7,37% Внешние объекты.



Рисунок 4.2-1. Общие выбросы загрязняющих веществ, ТОО «Тенгизшевройл», 2023 год, %

В целом на площадках ТШО, на 2023 год установлено 2951 стационарных источников выбросов (1889 – организованных и 1062 – неорганизованных), из них 788 единиц – источники Основного производства и 359 единиц – источники ПБР/ПУУД.



Рисунок 4.2-2. Общие количество источников загрязнения атмосферы, ТОО «Тенгизшевройл», 2023 год, %

Как видно из диаграммы (рисунок 4.2-2), 55,61% источников ТОО «Тенгизшевройл» принадлежат Подрядным организациям (данные источники включены в общее количество ИЗА НДВ согласно пункту 2 статьи 106 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК).

Большая часть источников Основного производства относится к Внешним объектам (55,8%), такие как сервисные объекты и объекты жизнеобеспечения ТШО, в состав которых входят вахтовые поселки.

Анализ источников выбросов загрязняющих веществ показал, что для максимальной оценки воздействия на период продолжения промышленной разработки месторождения и осуществлении «Проекта разработки месторождения Тенгиз» необходимо определить перспективы эксплуатации того или иного оборудования, с учетом этого пересмотреть и учесть максимальные потенциальные выбросы, по следующим источникам:

I. *Промысел:*

- бурение новых скважин – добывающих и нагнетательных;
- новое оборудование системы сбора (замерные установки);
- потенциальное увеличение производственных мощностей установки закачки сырого газа, включая существующие мощности компрессора ЗСГ.

II. *Газоперерабатывающий завод (КТЛ):*

- прогнозируемое увеличение добычи нефти, соответственно увеличение перекачки нефти через резервуары на объекте – Резервуарный парк нефти (РПН);
- выявление потенциально возможного объема налива жидкой серы на карты и хранения серы в перспективе на объекте – Установка 600. Склад серы;
- определение производственных мощностей и нагрузки на Установку дожига хвостовых газов;
- определение производственных мощностей и перспективы эксплуатации газотурбинных установок на ТГТЭС-2;
- определение перспективы эксплуатации термоокислителей на ДМК.

III. *Завод второго поколения (ЗВП):*

- определение производственных мощностей и перспективы эксплуатации газотурбинных установок на ТГТЭС-3;

IV. *Внешние объекты (ВО):*

- определение производственных мощностей и перспективы эксплуатации газотурбинных установок на ТГТЭС-1;
- прогнозируемое увеличение добычи нефти, пересмотре объемов перекачки на объекте - Нефтеналивная эстакада (ННЭ).

V. *Завод третьего поколения (ЗТП):*

- определение производственных мощностей и перспективы эксплуатации газотурбинных установок на ТГТЭС-4.

VI. *Факела ТОО «Тенгизшевройл».*

4.2.1. Проектные решения ПРМ. Варианты разработки месторождения, с точки зрения загрязнения атмосферы

Проект разработки месторождения является базовым документом, по которому нефтегазодобывающее предприятие осуществляет промышленную разработку месторождения, для эффективного использования недр.

В настоящее время действующим проектным документом, при разработке месторождения является Уточненная технологическая схема – *базовый вариант*, который предусматривает продолжение реализуемой на текущий момент концепции разработки месторождения Тенгиз.

Для выбора рациональной системы разработки месторождения Тенгиз в ПРМ рассматриваются 9 рентабельных вариантов, отличающихся между собой набором параметров, представленных стратегиями разработки (см. Раздел 3):

- **Вариант 1** – основан на базовом варианте разработки и предусматривает продолжение разработки месторождения с применением технологии закачки сырого газа на режиме истощения пластовой энергии, бурением и вводом новых скважин в эксплуатацию для обеспечения высокого уровня нефтеизвлечения.
- **Вариант 2** – предусматривает тот же набор технологического оборудования, что и в варианте 1, дополнительно предусматривается бурение на платформе объекта II.
- **Вариант 3** – является комбинацией варианта 1 и 2, отличаясь от варианта 2 расширением зоны закачки сырого газа, модернизацией установки закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП) и запуском дополнительного компрессора нагнетания.
- **Вариант 4** – это проект по заводнению части месторождения Тенгиз, который направлен на достижение дополнительного нефтеизвлечения и поддержание пластового давления на склоне.
- **Вариант 5** – является аналогом варианта 4, однако в данном варианте вместо организации системы заводнения на склоне рассматривается расширение зоны закачки сырого газа, с целью поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи пласта за счет продления срока эксплуатации добывающих скважин.
- **Вариант 6** – является аналогом варианта 5, однако по данному варианту имеется неопределенность по определению источника газа закачки. Возможным вариантом реализации проекта закачки газа на склоне является использование осушенного газа, поступающего с заводов месторождения Тенгиз.
- **Вариант 7** – является аналогом варианта 6, за исключением того, что в данном варианте не рассматриваются стратегия расширения закачки сырого газа.
- **Вариант 8** – является аналогом варианта 4, но не включает в себя стратегию расширения закачки сырого газа.
- **Вариант 9** – основан на варианте 5, за исключением того, что в данном варианте не рассматривается стратегия расширения закачки сырого газа.

Выводы: Альтернативность вариантов разработки месторождения Тенгиз, в большей степени касается планов компании ТОО «Тенгизшевройл», по добыче и переработки нефти и газа, которые влияют на такие показатели, как рентабельность и экономическая эффективность. С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством и назначением скважин (добывающие и нагнетательные), а также уровнем годовых (проектных) оборотов нефти и газа.

4.2.2. Характеристика источников воздействия на атмосферный воздух

В данном разделе рассмотрены источники выбросов загрязняющих веществ, которые подлежат учету и пересмотру выбросов в зависимости от показателей базового уровня и перспективы продолжения промышленной разработки месторождения Тенгиз, где предполагается увеличение добычи нефти и газа, согласно технологическим показателям, представленным в «Проекте разработки месторождения Тенгиз по состоянию на 01.01.2023 г.» ТОО «Тенгизшевройл».

Расчеты выбросов загрязняющих веществ, по данным источникам, приведены в Приложении 4.2.

Объекты Промысла. Бурение скважин

Бурение скважин будет проходить в два этапа. На первом этапе будет проведено бурение и обсаживание скважины до проектной глубины. Второй этап включает спуск оборудования для заканчивания скважины. Испытание скважины будет выполнено после того, как скважина будет подсоединена к нефтесборной системе, что позволит вести добычу скважин на существующие нефтегазоперерабатывающие объекты.

Буровые работы на Промысле, учтены в соответствии с отдельными проектами:

- для бурения добывающих, водонагнетательных скважин, для поддержания пластового давления и газонагнетательных скважин: *«Раздел охраны окружающей среды» (РООС) к проектной документации «Технический проект на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-5137 кустовой площадки №20 с проектной глубиной 5353 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз в Атырауской области Республики Казахстан», 2022 г.*;
- для бурения добывающих горизонтальных скважин: *«Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) к проектной документации «Технический проект на бурение эксплуатационной горизонтальной скважины Т-4848 проектной глубиной 6724 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз в Атырауской области Республики Казахстан», 2019 г.*;
- для бурения водонагнетательных скважин, для закачки сточных вод: *«Раздел охраны окружающей среды» (РООС) к проектной документации «Технический проект на бурение нагнетательной скважины Т-13NT с проектной глубиной 1700 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз, в Атырауской области, Республики Казахстан», 2022 г.*

Основные показатели, по данным проектам сведены в таблицу 4.2.2-1.

Таблица 4.2.2-1 Основные показатели бурения скважин

Основные показатели	Бурение добывающих скважин		Бурение водо-нагревательных скважин
	Наклонно-направленные	Горизонтальные	
1	2	3	4
Продолжительность бурения, дней, из них:	***66***	***135***	***30***
– строительно-монтажные работы, дней	20	28	12
– подготовительные работы, дней	2	2	2
– бурение и крепление, дней	44	105	16

Основными источниками воздействия на атмосферный воздух, при буровых работах являются:

- выхлопные трубы дизельных установок и строительной техники;
- трубы котельных и воздухонагревательных установок;

- площадки складирования, хранения и приготовления химреагентов, цементных смесей, буровых растворов и буровых шламов;
- резервуары хранения горюче смазочных материалов и бурового шлама.

При выполнении буровых работ в атмосферу выбрасываются продукты сгорания топлива, такие как оксиды: азота, углерода, серы, а также сажа, сероводород и углеводороды: предельные C_1-C_5, C_{12}-C_{19}, бенз/а/пирен, формальдегид, масло минеральное нефтяное и небольшое количество пыли: пыль неорганическая SiO_2 20-70%, взвешенные вещества и пыль абразивная.

Валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу при бурении одной скважины, согласно выше названным Проектам приведен в таблице 4.2.2-2.

Таблица 4.2.2-2 Выбросы загрязняющих веществ при бурении одной скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	г/сек	Выбросы загрязняющих веществ, тонн		
			Бурение добывающих скважин		Бурение водонагрева-тельных скважин
			Наклонно-направленные	Горизонталь-ные	
1	2	3	4	5	6
0301	Азота диоксид (4)	3,4095	26,5300	75,4341	9,2279
0304	Азота оксид (6)	0,6956	5,7947	12,2580	2,0155
0328	Сажа (583)	0,1514	1,2331	4,1286	0,4289
0330	Сера диоксид (516)	1,7911	14,7108	16,1075	5,1169
0333	Сероводород (518)	0,00018	0,0001	0,0006	0,000045
0337	Углерод оксид (584)	4,0384	33,1810	60,9716	11,5413
0415	Углеводороды пр. C_1-C_5 (1502*)	0,0658	0,2615	-	0,0910
0703	Бенз/а/пирен (54)	0,000004	0,00003	0,0001	0,0000099
1325	Формальдегид (609)	0,0370	0,2797	1,0833	0,0973
2735	Масло минеральное (716*)	0,000091	0,0003	-	0,0003
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19} (10)	0,9518	6,9827	27,1912	2,4288
2902	Взвешенные частицы (116)	0,0058	0,0231	-	0,0081
2908	Пыль неорг., SiO_2: 70-20 % (494)	0,400	1,5898	3,6979	0,5530
2930	Пыль абразивная (1027*)	0,0038	0,0151	75,4341	0,0053
	Всего:		**90,6020**	**200,8730**	**31,5142**

Количество выбросов загрязняющих веществ при ведении буровых работ, на каждый год, для каждого варианта разработки месторождения, в том числе базового варианта, с учетом месторождения Королёв, приведено в Приложении 4.2-1.

В настоящем разделе проводится учет перспективы развития Королевского месторождения, включая технологические показатели добычи нефти и газа, а также график ввода скважин из бурения. Данное решение способствует выполнению предусматриваемых законодательством требований к проведению всесторонней и полноценной оценки воздействия на окружающую среду с учетом существующих и будущих воздействий.

В зависимости от выбранного итогового Варианта разработки месторождения Тенгиз, после рассмотрения и утверждения соответствующим государственным ведомством, объемы выбросов при бурении скважин будут менятся, как по годам, так и по назначению и по количеству скважин.

В таблице 4.2.2-3 приведены выбросы загрязняющих веществ в год максимального воздействия на атмосферный воздух, в зависимотри от типа скважины.

Таблица 4.2.2-3 Максимальное воздействие, по типу скважины, в год максимального воздействия на атмосферный воздух, тонн/год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Добывающие		Водонагнетательные		Газонагне-тательные
		наклонно-направлен-ные	горизон-тальные	*для поддержания пластового давления	для закачки сточных вод	
1	2	3	4	5	6	7
Максимальное количество скважин, в год		***14***	***10***	***22***	***3***	***15***
0301	Азота диоксид (4)	371,4206	754,3409	583,6609	27,6837	397,9506
0304	Азота оксид (6)	81,1255	122,5803	127,4829	6,0466	86,9201
0328	Сажа (583)	17,2630	41,2862	27,1275	1,2867	18,4960
0330	Сера диоксид (516)	205,9519	161,0750	323,6386	15,3506	220,6627
0333	Сероводород (518)	0,0018	0,0061	0,0028	0,0001	0,0019
0337	Углерод оксид (584)	464,5341	609,7155	729,9822	34,6238	497,7152
0415	Углеводороды пр. C_1-C_5	3,6610	0	5,7530	0,2730	3,9225
0703	Бенз/а/пирен (54)	0,0004	0,0012	0,0006	0,0000	0,0004
1325	Формальдегид (609)	3,9160	10,8329	6,1537	0,2919	4,1957
2735	Масло минеральное (716*)	0,0048	0,0000	0,0076	0,0010	0,0052
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19} (10)	97,7578	271,9125	153,6194	7,2863	104,7405
2902	Взвешенные частицы (116)	0,3238	0	0,5089	0,0242	0,3470
2908	Пыль неорг., SiO_2: 70-20 %	22,2566	36,9792	34,9747	1,6589	23,8464
2930	Пыль абразивная (1027*)	0,2114	0	0,3322	0,0158	0,2265
Всего:		**1268,4286**	**2008,7298**	**1993,2450**	**94,5425**	**1359,0307**

**Бурение скважин для поддержания пластового давления планируется, только по вариантам 4 и 8.*

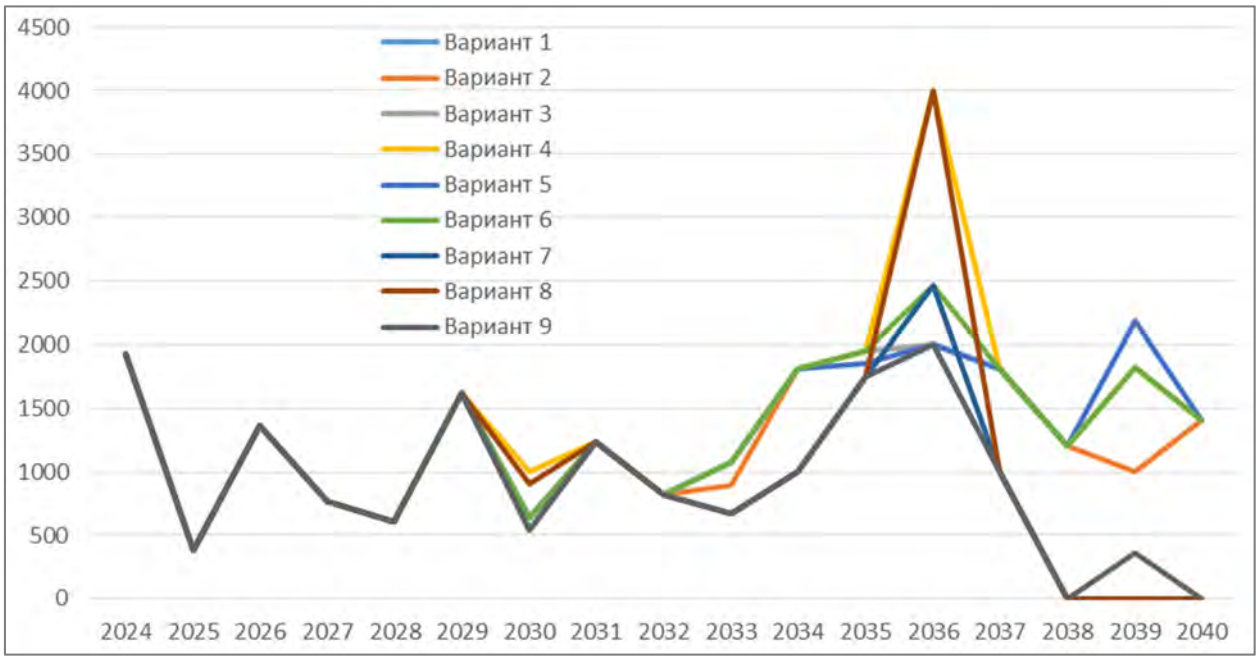


Рисунок 4.2.2-1. Распределение выбросов, т/год по Вариантам 1-9, при бурении скважин

Как видно из диаграммы (рисунок 4.2.2-1) максимальные годовые выбросы по вводу скважин из бурения, представлены следующим образом:

- по Вариантам 4 и 8, в которых предусматривается бурение водонагнетальных скважин в количестве 22 ед. для поддержания пластового давления;
- по всем Вариантам на один календарный год предполагается ввод 10 горизонтальных скважин из бурения.

В период 2024-2029 гг. график ввода скважин из бурение не отличается между вариантами.

Графики бурения скважин для каждого из вариантов представлены в Разделе 3 настоящего Отчета.

Объекты Промысла. Система внутрипромыслового сбора

Система внутрипромыслового сбора месторождения Тенгиз предназначена для сбора продукции всех скважин, индивидуального замера дебитов продукции каждой скважины и промыслового транспорта всей добываемой продукции к установке подготовки для дальнейшей ее подготовки до товарной кондиции.

Система внутрипромыслового сбора включает в себя:

- устья добывающих скважин;
- систему выкидных линий;
- замерные установки (ЗУ);
- систему промысловых коллекторов для сбора продукции от замерных установок до установок подготовки добываемой продукции.

В состав каждой замерной установки входит:

- многофазный расходомер;
- производственный и тестовый манифольды;
- камеры приёма скребков из выкидных трубопроводов;
- факельная система;
- камера запуска скребка в нефтесборный трубопровод;
- дренажная ёмкость с погружным и дожимным насосами;
- блок ввода ингибитора коррозии с ёмкостью;
- укрытия RTU с воздушным компрессором;
- система топливного газа.

Источниками воздействия на атмосферный воздух являются:

- продувочная свеча;
- труба сброса топливного газа ГЗУ;
- неплотности оборудования ГЗУ;
- скважины, подключенные ГЗУ;
- установка нагнетания ингибитора коррозии;
- установка нагнетания метанола;
- заводской манифольд.

Данные по выбросам загрязняющих веществ взяты из согласованного «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 гг.», по аналогичным источникам и приведены в Приложении 4.2-2.

Основными выбросами загрязняющих веществ на объектах системы внутрипромыслового сбора являются пары углеводородов и химреагентов от неплотностей оборудования.

Бурение и ввод новых скважин предполагает задействование новых систем внутрипромыслового сбора. Ориентировочные выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации дополнительных систем внутрипромыслового сбора по имеющимся проектным данным аналогам могут составить 215,9870 т/год.

При эксплуатации систем внутрипромыслового сбора наибольший объём выбросов (92,2%) составят предельные углеводороды (рисунок 4.2.2-2).



Рисунок 4.2.2-2. Распределение выбросов ЗВ, %, при эксплуатации систем внутрипромыслового сбора

Объекты Промысла. Закачка сырого газа

Назначение Системы Закачки Сырого Газа (ЗСГ) – компримирование потока сырого газа и обеспечения повторной закачки его, в пласт, через нагнетательные скважины месторождения, в целях поддержания пластового давления.

Закачка сырого газа обратно в нефтяные пласты позволяет с одной стороны повысить нефтеотдачу, с другой стороны отпадает необходимость утилизации попутного газа (переработки, хранения и реализации побочных продуктов, производства серы из сероводорода). При этом существенно снижается отрицательное влияние производства на окружающую среду, а также сохраняются ресурсы газа, которые при необходимости могут быть извлечены из пласта и использованы в будущем.

В проектных решениях ПРМ рассматривается расширение производственных мощностей по закачки сырого газа в пласт, в Вариантах 3-6 и 9 с 2039 года, а в Варианте 7 с 2036 года.

ТОО «Тенгизшеврой» с 2008 года успешно применяет метод вторичной добычи, которым и является закачка сырого газа в пласт для частичного восстановления давления в пласте.

Для оценки воздействия на атмосферный воздух, в качестве аналога рассматриваемому в ПРМ проектному решению по расширению мощностей по закачки сырого газа, были приняты выбросы существующего завода ЗСГ на месторождении Тенгиз.

Существующий объект ЗСГ состоит из участков: приема газа, нагнетательных скважин, вспомогательных систем, факельных стволов.

Основными источниками воздействия на атмосферный воздух, на участке Закачки сырого газа, являются:

- выхлопные трубы компрессора нагнетания газа и резервных дизельных установок;
- труба печи нагрева этиленгликоля;
- резервуары хранения горюче смазочных материалов;
- трубы сброса топливного газа скважин;
- неплотности оборудования обвязки нагнетательных скважин.

Для учета максимального воздействия на атмосферный воздух, для Вариантов 3-7, 9 разработки месторождения, учтены выбросы загрязняющих веществ согласно существующим выбросам на участке ЗСГ (таблица 4.2.2-4).

Таблица 4.2.2-4 Дополнительные выбросы загрязняющих веществ, при увеличении производственных мощностей ЗСГ

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы загрязняющих веществ	
		Максимальное воздействия	
		г/с	т/год
1	2	3	4
0301	Азота диоксид (4)	15,9891	301,0607
0304	Азота оксид (6)	2,5982	48,9223
0328	Сажа (583)	0,3766	0,0205
0330	Сера диоксид (516)	1,1835	10,5868
0333	Сероводород (518)	0,5595	13,6196
0337	Углерод оксид (584)	12,4323	227,6402
0370	Углерода сероокись (1295*)	0,0086	0,0262
0402	Бутан (99)	0,00001	0,0005
0410	Метан (727*)	0,2872	1,2589
0412	Изобутан (279)	0,00001	0,0005
0415	Углеводороды пр. C_1-C_5 (1502*)	339,3572	109,1307
0416	Углеводороды пр. C_6-C_{10} (1503*)	0,0279	0,7044
0621	Толуол (558)	0,000000009	0,0000003
0703	Бенз/а/пирен (54)	0,0000085	0,00000055
1078	Этиленгликоль (1444*)	0,0012	0,0369
1325	Формальдегид (609)	0,0925	0,005
1702	Бутилмеркаптан (103)	0,0000194	0,00031
1715	Метилмеркаптан (339)	0,01338	0,0261288
1716	Смесь природных меркаптанов (526)	0,0104	0,0000248
1720	Пропилмеркаптан (471)	0,000059	0,002
1728	Этилмеркаптан (668)	0,000197	0,0067
2735	Масло минеральное (716*)	0,0024	0,0718
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19} (10)	2,3433	1,93776
Всего:			**715,0580**

Основными выбросами загрязняющих веществ (рисунок 4.2.2-3) являются продукты сгорания дизельного топлива: оксиды азота, серы и углерода, а также и предельные углеводороды, в состав которых входят – метан, бутан, углеводороды C_1-C_5; C_6-C_{10}; C_{12}-C_{19}.



Рисунок 4.2.2-3. Распределение выбросов ЗВ, %, при увеличении производственных мощностей ЗСГ, Варианты 3-7, 9

Заводские объекты. Оборудование выработки электроэнергии

Основным назначением газотурбинной электростанции является выработка и отпуск потребителям электрической энергии заданного стандартом качества и в требуемом количестве для обеспечения работы электрооборудования технологических установок завода и вспомогательного оборудования. Также потребителями электроэнергии являются внешнезаводские объекты, промысловые объекты и вахтовые поселки.

Для выработки электроэнергии на территории месторождения Тенгиз установлены газотурбинные электростанции (ТГТЭС), работающие на топливном газе, представленные ниже:

- ТГТЭС-1 – 4 турбины следующих моделей: ТГ-6.1, ТГ-6.2, ТГ-6.3, ТГ-6.4;
- ТГТЭС-2 – 3 турбины следующих моделей: ТГ-6.5, ТГ-6.6, ТГ-6.7;
- ТГТЭС-3 – 2 турбины следующих моделей: ТГ-9.1, ТГ-9.2;
- ТГТЭС-4 – 5 турбин следующих моделей: ТГ-9.3, ТГ-9.4, ТГ-9.5, ТГ-9.6, ТГ-9.7.

Помимо этого, на месторождении на заводе ЗСГ установлена газотурбинная установка (ГТУ) компрессора нагнетания газа.

Основные характеристики газотурбинных установок, приведены в таблице 4.2.2-5.

Таблица 4.2.2-5 Основные характеристики газотурбинных установок

Наименование объекта	Тип, маркировка	Установленная электрическая мощность электростанции, МВт	Располагаемая электрическая мощность электростанции, МВт	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ГТЭС-1*:				
ТГ-6.1	*GE, Frame 6B*	*136МВт*	*100МВт*	1999
ТГ-6.2				1999
ТГ-6.3				2000
ТГ-6.4				2000
ГТЭС-2:				
ТГ-6.5	*GE, Frame 6B*	*102МВт*	*90МВт*	2000
ТГ-6.6				2000
ТГ-6.7				2006
ГТЭС-3:				
ТГ-9.1	*GE, Frame 9E*	*250МВт*	*200МВт*	2008
ТГ-9.2				2008
ГТЭС-4:				
ТГ-9.3	*GE, Frame 9E*	*625МВт*	*500МВт*	2024
ТГ-9.4				2024
ТГ-9.5				2024
ТГ-9.6				2024
ТГ-9.7				2024
ГТУ ЗСГ:	*PU-2913*	*32 МВт*	*30МВт*	2008

**2028 год – рассматривается плановый вывод из эксплуатации всех четырех турбин ТГТЭС-1 к указанному году*

Основными источниками воздействия на атмосферный воздух являются дымовые трубы. Основными выбросами загрязняющих веществ являются продукты сгорания топливного газа: оксиды азота, серы и углерода и углеводороды C_1-C_5 (рисунок 4.2.2-4).

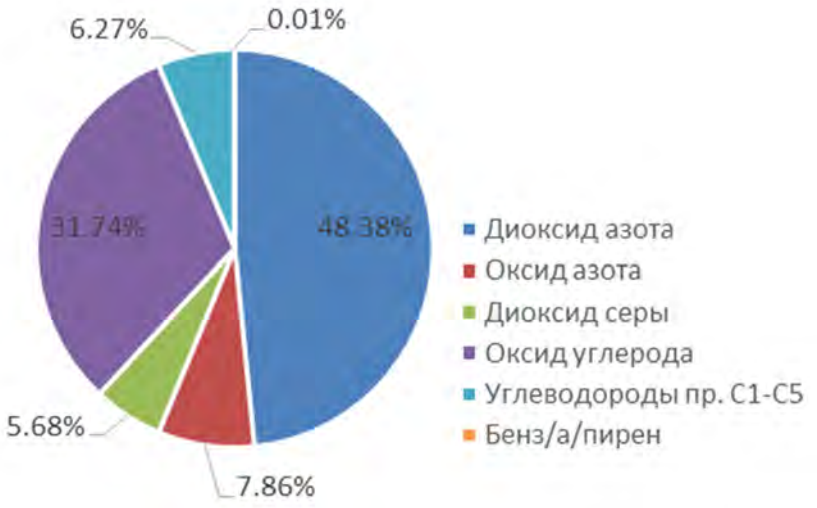


Рисунок 4.2.2-4. Распределение выбросов ЗВ, %, при работе ТГТЭС

В таблице 4.2.2-6 приведены выбросы загрязняющих веществ, на существующее положение и на год максимальной нагрузки на оборудование, как максимальное воздействие на атмосферный воздух.

Таблица 4.2.2-6 Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации оборудования по выработки электроэнергии

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
Общие выбросы, от оборудования по выработки электроэнергии и ГТУ ЗСГ				
0301	Азота диоксид (4)	776,1785	6115,9023	8486,9405
0304	Азота оксид (6)	126,1290	993,8341	1379,1279
0330	Сера диоксид (516)	104,8533	680,6111	995,6556
0337	Углерод оксид (584)	325,8880	4459,8800	5567,3848
0415	Углеводороды пр. C_1-C_5 (1502*)	34,7189	932,9224	1099,4007
703	Бенз/а/пирен (54)	0,00002	0,00061	0,00085
Всего:			**13183,151**	**17538,0298**

С 2028 года рассматривается вывод из эксплуатации ТГТЭС-1, что потенциального может уменьшить валовые выбросы ЗВ на 18,11% от уровня всех выбросов на данных источниках.

Заводские объекты. Оборудования основного производства

Установка демеркаптанизации нефти (ДМК-КТЛ)

Назначением установки ДМК является преобразование летучих метил- и этилмеркаптанов, содержащихся в Тенгизской и Королевской нефти, в меркаптиды за счёт реакции щелочи с меркаптанами. В результате процесса демеркаптанизации получается экологически безопасная нефть, которая может транспортироваться по нефтепроводу Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК), наливаться в железнодорожные цистерны для транспортировки по железной дороге или храниться в резервуарах.

Основными источниками воздействия на атмосферный воздух на установках ДМК КТЛ являются дымовые трубы термоокислителей.

Для оценки воздействия установки ДМК, на атмосферный воздух, были проанализированы выбросы загрязняющих веществ за период 2019-2023 годы. В Приложении 4.2-2 приведены

расчеты выбросов загрязняющих веществ, в которых время работы и расход газа приняты по данным 2021 года, как года максимальной нагрузки на оборудование.

В таблице 4.2.2-7 приведены выбросы загрязняющих веществ на существующее положение и на год максимальной нагрузки на оборудование, как максимальное воздействие на атмосферный воздух.

Таблица 4.2.2-7 Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации установки ДМК

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
Общие выбросы с термоокислителей на установке ДМК				
0301	Азота диоксид (4)	15,8052	401,5652	461,9626
0304	Азота оксид (6)	2,5684	65,2543	75,0689
0330	Сера диоксид (516)	209,0558	469,689	1173,71
0337	Углерод оксид (584)	1,7916	41,9172	43,4092
0410	Метан (727*)	1,7916	41,9172	43,4092
Всего:			**1020,343**	**1797,5600**

Основными выбросами загрязняющих веществ является серы диоксид – 65,29% и азота диоксид – 25,70% (рисунок 4.2.2-5).

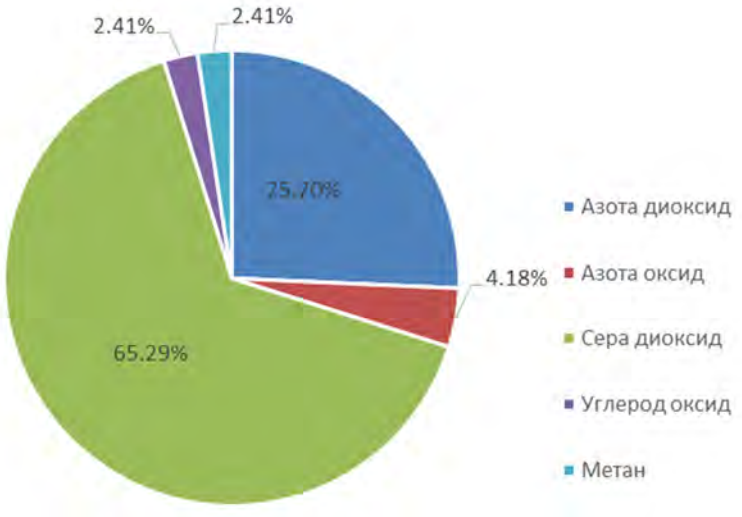


Рисунок 4.2.2-5. Распределение выбросов ЗВ, %, при эксплуатации Установки демеркаптанизации нефти (КТЛ)

Резервуарный парк нефти (РПН)

Резервуарный парк нефти (РПН) входит в состав Тенгизского газоперерабатывающего завода ТОО Тенгизшевройл и относится к основным производственным объектам. Резервуарный парк нефти предназначен для обслуживания производства нефти из заводов КТЛ, ЗВП и ЗТП, после ввода в эксплуатацию.

Сырая нефть, которая поступает в плановом порядке с КТЛ и с ЗВП, направляется в резервуар с внешней плавающей крышей, в котором осуществляется удаление остаточной щелочи/воды и отбор проб нефти для проверки ее качества. Если нефть отвечает требованиям качества, то из резервуара она перекачивается экспортными насосами, через узлы коммерческого учета нефти (УУН), в резервуарный парк Каспийского

Трубопроводного Консорциума (КТК), откуда затем нефть направляется в магистральную трубопроводную сеть. Технологический процесс подготовки сырой нефти ЗТП на РПН будет идентичен, но потоки нефти будут направляться в переключающий манифольд для дальнейшего распределения в резервуары по выбору Эксплуатации. Дополнительные резервуары и экспортные насосы позволят управлять увеличенными объемами нефти.

Таким образом, основными предназначениями резервуарного парка нефти являются:

- осуществление технологического процесса по удалению избыточной воды из нефти, подаваемой с КТЛ, путем ее отстаивания в резервуаре с плавающей крышей;
- обеспечение буферной емкости для нефти, подаваемой с установок КТЛ и ЗВП;
- осуществление контроля качества экспортируемой нефти с помощью лабораторных анализов и поточных анализаторов;
- безопасная и эффективная обработка некондиционной нефти, подаваемой с установок КТЛ, путем смешивания ее с кондиционной нефтью, поступающей с ЗВП и КТЛ.

В состав основных сооружений резервуарного парка РПН входят резервуары для хранения товарной нефти:

- два резервуара объемом 40 000 м³, с плавающей крышей (Т-11,12);
- один резервуар объемом 50 000 м³, с плавающей крышей (Т-23);
- один резервуар 30 000 м³ со стационарной крышей (Т-22) для некондиционной нефти;
- три резервуара объемом 50 000 м³, с плавающей крышей (Т-032,033,034);
- один резервуар 30 000 м³ со стационарной крышей (Т-031) для некондиционной нефти*.

**Данный резервуар преимущественно используется при обнаружении отклонений параметров нефти от спецификации качества (высокое давление насыщенных паров, а также при аварийном сливе нефти с технологических установок КТЛ).*

В зависимости от Варианта разработки месторождения, в ПРМ приведены прогнозные данные по количеству добываемой нефти, на каждый год.

Для всех Вариантов разработки месторождения учтены максимальные выбросы, соответствующие максимальному уровню добычи нефти, которые приведены в таблице 4.2.2-8. В Приложении 4.2-1 приведен расчет выбросов загрязняющих веществ на максимальный год, проектной добычи нефти. Максимальная проектная добыча нефти по Тенгизскому месторождению согласно проектным решениям «Проекта разработки месторождения Тенгиз» составит 39 503 тыс. тонн/год. В свою очередь, для оценки максимального воздействия от Резервуарного парка нефти и перекачиваемого объема нефти через его резервуары необходимо также учитывать прогнозные технологические показатели добычи нефти Королевского месторождения. Данный подход соответствует определяемым для оценки воздействия принципам всестороннего и максимального полного учета воздействия от данного объекта.

Таблица 4.2.2-8 Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации Резервуарного парка

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
0333	Сероводород (518)	0,0076	0,0062	0,0001995
0415	Углеводороды пр. C_1-C_5 (1502*)	796,2259	939,2932	634,0187
0416	Углеводороды пр. C_6-C_{10} (1502*)	110,3704	1363,8538	1583,6814
0602	Бензол (64)	1,3086	8,0599	9,0984
0621	Толуол (558)	2,6879	30,6552	35,4767
1702	Бутилмеркаптан (103)	0,0394	0,4195	0,5383
1706	Диметилдисульфид (217)	0,0001	0,0020	0,008111
1715	Метилмеркаптан (339)	0,0277	0,0233	0,010181
1720	Пропилмеркаптан (471)	0,0722	0,3426	0,4647
1728	Этилмеркаптан (668)	0,0109	0,0235	0,019921
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19} (10)	146,0869	2963,8968	3485,6259
Всего:			**5306,5760**	**5748,9425**

Основными выбросами загрязняющих веществ является предельные углеводороды (99,21%), из них 61,12% - углеводороды C_{12}-C_{19}, 27,77% - углеводороды C_6-C_{10} и 11,12% - углеводороды C_1-C_5 (рис. 4.2.2-6).



Рисунок 4.2.2-6. Распределение выбросов предельных углеводородов, %, при эксплуатации резервуарного парка

Из резервуарного парка нефть транспортируется по трубопроводу КТК и часть подается на нефтеналивные эстакады, откуда так же транспортируется железнодорожными цистернами потребителям.

Нефтеналивная эстакада

Для приема нефти на нефтеналивной эстакаде предусмотрен резервуар объемом 5 000 м^3 (Т-1551) для временного хранения нефти.

Налив нефти в железнодорожные цистерны производится на двух нефтеналивных эстакадах, оборудованных наливными рукавами (по 20 штук на каждой эстакаде). Для перекачки нефти в цистерны, в насосной установлены 5 насосов, из которых 4 насоса рабочих, один - резервный.

Выброс загрязняющих веществ зависит от объема оборота перекачиваемой и отгружаемой нефти и от ее состава.

Согласна анализа фактических данных по отгрузки нефти - через нефтеналивные эстакады проходит менее 10% от общего количества реализуемой нефти. В перспективе разработки месторождения Тенгиз в данное время рассматриваются альтернативные пути отгрузки и продажи нефти, включая железнодорожные направления.

При расчете выбросов загрязняющих веществ от данного типа источников, для учета максимального воздействия на атмосферный воздух принято значения уровня отгружаемой нефти на ННЭ порядка 10% от максимального уровня добычи нефти, согласно проектным решениям ПРМ.

Расчет выбросов загрязняющих веществ приведен в Приложении 4.2-2, а результаты расчета приведены в таблице 4.2.2-9, на существующее положение и в год максимального воздействия на атмосферный воздух.

Таблица 4.2.2-9 Выбросы загрязняющих веществ, при эксплуатации нефтеналивной эстакады

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
Общие выбросы с нефтеналивной эстакады				
0333	Сероводород (518)	0,000003	0,000010	0,000021
0370	Углерода сероокись (1295*)	0,0001	0,0004	0,0008
0415	Углеводороды пр. C_1-C_5 (1502*)	8,3016	33,2992	65,7709
0416	Углеводороды пр. C_6-C_{10} (1503*)	12,2737	49,2318	97,2402
0602	Бензол (64)	0,1191	0,4778	0,9438
0621	Толуол (558)	0,4646	1,8634	3,6803
1702	Бутилмеркаптан (103)	0,00704	0,02832	0,0558
1715	Метилмеркаптан (339)	0,000132	0,000539	0,00104
1720	Пропилмеркаптан (471)	0,00612	0,02438	0,04824
1728	Этилмеркаптан (668)	0,00026	0,001038	0,00208
2754	Углеводороды пр. C_{12}-C_{19} (10)	54,1023	217,0121	428,6317
Всего:			**301,9390**	**596,3749**

Основными выбросами загрязняющих веществ является предельные углеводороды (99,21%), из них 72,45% - углеводороды C_{12}-C_{19}, 16,44% - углеводороды C_6-C_{10} и 11,12% - углеводороды C_1-C_5 (рис. 4.2.2-7).



Рисунок 4.2.2-7. Распределение выбросов предельных углеводородов, %, при эксплуатации нефтеналивной эстакады

Установка 600. Склад серы

Установка 600 предназначена для временного хранения жидкой технической газовой серы в резервуарах и последующей ее подачи на участки грануляции серы «GX», отгрузки серы в жидком виде в железнодорожные цистерны (наливную эстакаду) и на открытый склад серы (серные карты), предназначенный для длительного хранения серы.

Участок грануляции серы предназначен для производства твердых гранул серы.

В состав установки 600 входит следующее оборудование и системы:

- резервуары хранения жидкой серы;
- насосы подачи серы на участок гранулирования;
- насосы подачи серы на наливную эстакаду и на серные карты;
- серные карты (включая наливные башни);
- сборники пароконденсата (включая насосы);
- дренажная система стоков (система сбора и нейтрализации кислой воды).

В состав установок гранулирования серы «GX» (5 ед.), получающих жидкую серу с КТЛ/ЗВП, входит следующее оборудование и системы:

- блочные установки охлаждения жидкой серы;
- барабаны грануляции серы;
- система технического и технологического воздуха;
- система промывочной воды.

Общими для всех установок грануляции серы является следующее оборудование и производственные участки:

- система транспортировочных конвейеров;
- площадка открытого склада готовой продукции;
- участок отгрузки гранулированной серы потребителям.

Участок переплавки серы, в настоящее время, законсервирован из-за отсутствия запасов комовой серы на серных картах.

Основные производственные показатели по производству серы использованы из проектных решений проекта ПРМ, для расчета максимального воздействия на атмосферный воздух при наливе и статистическом хранении серы взяты из Раздела 4.11 настоящего Отчета.

Расчет выбросов загрязняющих веществ приведен в Приложении 4.2-2, а результаты расчета приведены в таблице 4.2.2-10, на существующее положение и в год максимального воздействия на атмосферный воздух.

Таблица 4.2.2-10 Валовые выбросы загрязняющих веществ, при разливе серы и статическом хранении в блоках

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
Общие выбросы при разливе серы и статическом хранении в блоках				
0331	Сера элементарная (1125*)	0,1806	2,4035	2,4035
0333	Сероводород (518)	4,0167	1,5260	7,8000
Всего:			**3,9295**	**10,2035**

Технологически неизбежное сжигание газа на факельных установках

Для обеспечения надежности производства и безопасной работы при эксплуатации различного технологического оборудования и газопроводных систем на объектах подготовки газа требуется проведение различных операций, сопровождающихся сжиганием определенного объема газа на факельных установках. Данный объем является технологически неизбежным сжиганием газа.

Основными объектами и производственными работами, содержащими возможные источники технологически неизбежного сжигания нефтяного газа на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл», являются скважины, групповые замерные установки (ГЗУ), система газосборных коллекторов, газоперерабатывающий завод (КТЛ), завод второго поколения (ЗВП), участок закачки сырого газа (ЗСГ), товарный парк сжиженных углеводородных газов (ТП СУГ), завод третьего поколения (ЗТП) и участок закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП).

Ориентировочные объемы технологически неизбежного сжигания газа основаны на анализе фактических и прогнозных данных технологов, определенных в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом МЭ РК № 164 от 5.05.2018 г.

Согласно статье 146 «Сжигание сырого газа» Кодекса РК «О недрах и недропользовании», технологически неизбежным сжиганием сырого газа на факельных установках признаётся сжигание сырого газа для обеспечения бесперебойного технологического процесса по добыче и подготовке углеводородов при выполнении пуско-наладочных работ (категория V6), эксплуатации (категория V7), техническом обслуживании, планово-предупредительном ремонте и капитальном ремонте (категория V8) технологического оборудования, а также при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования (категория V9). Объем технологически неизбежного сжигания газа определяется как сумма объемов газов категорий ТНС:

V6 – объем сжигания сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования, определяется на основе технических характеристик, паспортов, проектной документации технологического оборудования и план-графика пусконаладочных работ, м^3. Объемы по производствам изменяются по годам и по вариантам проекта разработки месторождения Тенгиз;

V7 – объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования, м^3. Ориентировочно стабильные объемы, находящиеся на одном уровне с незначительным увеличением выпадения года на високосный.

V8 – объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов, м^3. Объемы газа по производствам и по годам изменяются в соответствии с планами инспекций, планово-предупредительных ремонтов и капитальных ремонтов. У ТОО "Тенгизшевройл" есть 15-летний план на выполнение данных операций.

V9 – объем сжигания сырого газа при технологических сбоях, отказах, отклонениях в работе технологического оборудования, м^3. Объемы изменяются в соответствие объемам добычи сырого газа, изменяющимся по годам и вариантам, согласно данных проекта разработки месторождения и коэффициента технологических сбоев при эксплуатации технологического оборудования.

Для выбора оптимальных путей решения вопросов по утилизации добываемого газа ТОО «Тенгизшевройл» начиная с 2006 года в рамках «Программ утилизации/переработки попутного и природного/сырого газа» осуществляются различные мероприятия, направленные на улучшение экологической обстановки в регионе и снижение уровня сжигания газа на факельных установках, что позволяет иметь достаточно высокий процент утилизации газа за последние 6 лет представленных на рисунке 4.2.2-8 и находятся в среднем на ровне более 99%. Это показывает, что ТОО «Тенгизшевройл» осуществляет технологически неизбежное сжигание газа только в объемах технологически необходимых для обеспечения безопасной работы промысловых и производственных объектов.

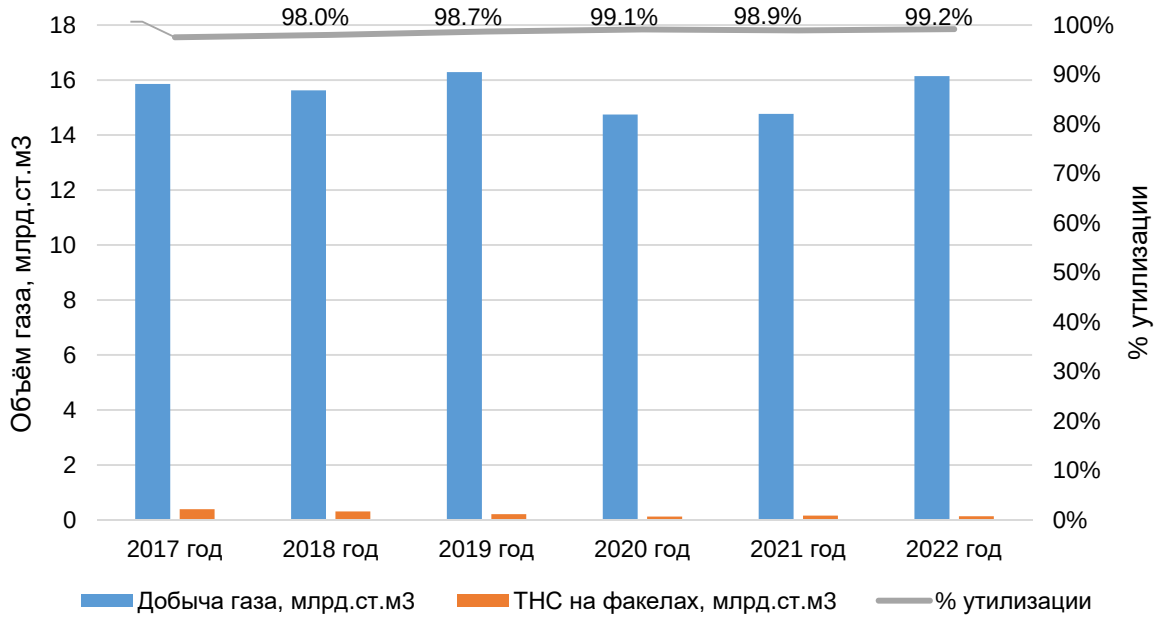


Рисунок 4.2.2-8. Динамика изменения утилизации сырого газа (за фактические 6 лет)

Оценены валовые выбросы, полученные из результатов расчетов выбросов ЗВ в атмосферу на представленные расчетно-прогнозные объемы технологически неизбежного сжигания газа на факельных установках ТОО «Тенгизшевройл», по всем вариантам разработки месторождения Тенгиз, до рентабельного периода на каждый год. В Приложении 4.2-1 представлены расчеты с максимальным валовым выбросом.

Валовые выбросы от технологически неизбежного сжигания газа на факельных установках вносят основной вклад в валовые выбросы предприятия и находятся на уровне до 50%. В таблице 4.2.2-11 представлены валовые выбросы на существующее положение и максимальные перспективные выбросы, рассмотренные настоящим проектом.

Таблица 4.2.2-11 Валовые выбросы загрязняющих веществ, при технологически неизбежном сжигании газа на факельных установках

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
Общие выбросы от ТНС газа на факельных установках				
0301	Азота диоксид	2049,59366	670,3205646	1381,4679
0304	Азота оксид	333,0597628	108,9277502	224,4885
0328	Сажа	1707,995778	558,6017054	1151,2234
0330	Сера диоксид	243474,7166	15269,70954	77717,836
0333	Сероводород	206,210136	12,69431789	65,5759
0337	Углерод оксид	17079,95758	5586,000263	11512,2321

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Количество выбросов		
		Существующее положение		Максимальное воздействие
		г/с	т/год	т/год
1	2	3	4	5
0410	Метан	426,996841	139,6504803	287,8057
1702	Бутилмеркаптан	0,044493051	0,014740701	0,01704
1715	Метилмеркаптан	0,82489899	0,249576734	0,44286
1720	Пропилмеркаптан	0,291701794	0,047054954	0,07304
1728	Этилмеркаптан	0,770247871	0,093039422	0,16568
Всего:			**22346,30903**	**92341,32812**

Валовые выбросы загрязняющих веществ зависят напрямую от объема ТНС газа и состава сжигаемого газа. В объемах выбросов на существующее положение не рассмотрены объемы технологически неизбежного сжигания газа на факельных установках проекта будущего расширения (завод третьего поколения и закачка сырого газа третьего поколения) при проведение пуско-наладочных работ, также не рассмотрены объемы ТНС при отработке горизонтальных скважин на УОМ, также проектом разработки месторождения Тенгиз прогнозируется увеличение добычи нефтяного газа минимум в 1,9 раза – максимум в 2,4 раза в зависимости от года и варианта ПРМ, что предполагает допустимое увеличение объемов ТНС по категории V9.

Распределение выбросов загрязняющих веществ при технологически неизбежном сжигании газа на факельных установках, зависит от состава сжигаемого газа (молекулярной массы (кг/кмоль), содержания общей серы, сероводорода и меркаптанов в сжигаемом газе, %масс.).

Ежегодно ТОО «Тенгизшевройл» разрабатывает/корректирует «Программу развития переработки сырого газа (ПРПСГ) на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» в которой определяют объемы технологически неизбежного сжигания на факельных установках по соответствующей утвержденной Методики уполномоченным органом в области нефти и газа.

В зависимости от уточненных данных за предыдущий отчетный период и планов производства состав сжигаемого газа на факелах может быть уточнен в ПРПСГ на соответствующий год и соответственно в представленных нормативах НДВ в проекте нормативов эмиссий. Представленные выше загрязняющие вещества в общем составе выбросов могут быть уточнены в перспективе продолжающей промышленной разработки месторождения Тенгиз по указанным выше причинам. Общий валовый выброс загрязняющих веществ от факельных установок в перспективе разработки месторождения не превысит установленный уровень максимального воздействия порядка 92 тыс. тонн, но в составе выбросов может быть изменен. С целью максимально полной оценки воздействия по наиболее негативному сценарию составы выбросов были взяты по наихудшему сценарию, с преобладанием в составе выбросов серосодержащих веществ.

В соответствии с согласованной ПРПСГ уполномоченный орган выдаёт разрешение на объемы технологически неизбежного сжигания газа на факельных установках ТОО «Тенгизшевройл». Согласно «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63, определение нормативов допустимых выбросов (г/с, т/год) при сжигании газа на факеле при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов производится исключительно на основании объемов сжигаемого сырого газа, в соответствии с разрешением на сжигание сырого газа, выданным уполномоченным органом в области углеводородов и с соблюдением нормативов качества окружающей среды.

4.2.3. Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Расчет приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере выполнен программным комплексом (ПК) «Эра-Воздух», с применением модуля ПК «ЭРА-ГАЗ» - Расчет газокомпрессорных станций, версии 3.0.

ПК «ЭРА» разработан ООО НПП «Логос-плюс» (РФ, г. Новосибирск) для персональных компьютеров и предназначен для решения широкого спектра задач в области охраны атмосферного воздуха. Программа расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосфере согласована ГГО им. А.И. Воейкова (РФ, г. Санкт-Петербург) и рекомендована к использованию на территории Республики Казахстан, Министерством экологии, геологии ООС РК (№ 09-335 от 01.02.2002 года), а так же после введения в силу нового Экологического кодекса от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК, Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК согласовал использование ПК «Эра», версия 3.0 (письмо № 1409/9 от 02.02.2022 г., Приложение 4.3).

Указанная программа реализует «Методику расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий. Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 года № 221–ө». Настоящая методика предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе «опасными» скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в 1-2% случаев.

Критерии для определения загрязнения атмосферного воздуха

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест ($ПДК_{мр}$), ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения $ПДК_{мр}$ и ОБУВ приняты на основании утвержденных «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» (Приказ Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-70 от 2.08.2022 года).

Для группы веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим эффектом, определена безразмерная концентрация, q

$$q = C_1/ПДК_1 + C_2/ПДК_2 + ... C_n/ПДК_n < 1,$$

где C_1, C_2, C_n - расчетные концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в одной и той же точке местности;

$ПДК_1, ПДК_2, ПДК_n$ - соответствующие максимально разовые ПДК загрязняющих веществ.

Согласно санитарным нормам РК на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и в жилых районах приземная концентрация загрязняющих веществ не должна превышать 1 $ПДК_{мр}$ или 0,8 $ПДК_{м}$, – условие для территорий с повышенными требованиями к охране атмосферного воздуха согласно «Методике расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», п. 72 приложения № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12.06.2014 г. № 221–ө.

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу подразделяются на стационарные и передвижные (автотранспорт). По характеру поступления в атмосферу загрязняющих веществ стационарные источники бывают организованные (выбросы загрязняющих веществ поступают в атмосферу через специально сооруженные газоходы, трубы) и неорганизованные (выбросы в виде ненаправленных потоков газа, при открытом хранении и перегрузке материалов и др.).

Условия проведения расчетов рассеивания

При выполнении моделирования расчетных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере необходимо использование следующих исходных данных:

– *Метеорологические характеристики и коэффициенты;*

Для района расположения месторождения Тенгиз, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере**,** приняты по представленным данным РГП «Казгидромет», письмо № 24-01-4/240, от 05.06.2023 г. (таблица 4.2.3-1, рисунок 4.2.3-1, Приложение 4.4).

– *Учет фоновых концентраций;*

В связи с отсутствием наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе месторождения Тенгиз (справка РГП «Казгидромет» от 12.04.2023 г., получена на сайте https://www.kazhydromet.kz (Приложение 4.5-1), расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере проведены без учёта фоновых концентраций.

В соответствии с пунктом 7 Правил предоставления информации Национальной гидрометеорологической службой - информация о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе относится к информации общего назначения, соответственно подготовка указанной информации отнесена к государственной монополии и может осуществляться только РГП Казгидромет» (Приложение 4.5-2). Информации о других производителях «Справок по фоновым концентрациям» в Комитете экологического регулирования Министерства экологии и природных ресурсов РК отсутствует (Приложение 4.5-3).

– *Параметры источников выбросов;*

Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, приняты по данным «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 гг.». (Санитарно-эпидемиологическое заключение № E.02.X.KZ20VBZ00040141, Экологическое разрешение № KZ06VCZ03156566, Приложение 4.1).

Таблица 4.2.3-1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A*	200
Коэффициент рельефа местности	H**	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца, ^{0}C	$T_{нар(ж)}$	+36,8
Средняя температура наиболее холодного месяца года, ^{0}C	$T_{нар(х)}$	-11,4
Скорость ветра, повторяемость превышений которой составляет 5%, м/с	U^*	9

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Роза направлений ветра (восьми румбовая), %		
Север	8	
Северо-восток	11	
Восток	27	
Юго-восток	15	
Юг	6	
Юго-запад	6	
Запад	14	
Северо-запад	13	

**Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принят в расчетах равным 200 (для Казахстана).*
***Так как район работ характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций вредных веществ не вводилась (коэффициент рельефа = 1).*



Рисунок 4.2.3-1. Роза ветров среднегодовой повторяемости направлений ветра, %

Для оценки воздействия выбросов загрязняющих веществ от источников всего технологического комплекса ТОО «Тенгизшевройл» на месторождении Тенгиз и Королевское проектом были выбраны 16 контрольных точек, из них 11 точек расположены на границе СЗЗ и 5 точек на границах ближайших населенных пунктов.

Список и координаты фиксированных (контрольных) точек приведен в таблице 4.2.3-2.

Таблица 4.2.3-2 Список и координаты контрольных точек

№№ п/п	Наименование точек	Координаты	
		X	У
1	2	3	4
На границе СЗЗ			
1	SPZ-1	86166	128610
2	SPZ-2	94517	134502
3	SPZ-3	105612	133788
4	SPZ-4	111531	124849
5	SPZ-5	109533	114342
6	SPZ-6	106396	105963
7	SPZ-7	104732	96093
8	SPZ-8	101310	88205
9	SPZ-9	95316	82993
10	SPZ-10	86317	81065
11	SPZ-11	81299	126093

№№ п/п	Наименование точек	Координаты	
		X	У
1	2	3	4
На границе ближайших населенных пунктов:			
12	п. Косчагил (58 км до границы СЗЗ)	112351	190748
13	*п. Майкомген* (48 км до границы СЗЗ)	149790	158906
14	*п. Жана Каратон* (67 км до границы СЗЗ)	117766	200054
15	*п. Кульсары* (71 км до границы СЗЗ)	124176	202111
16	п. Боранкул (54 км до границы СЗЗ)	166000	121429

Сценарии моделирования расчета рассеивания

Все расчеты рассеивания выбросов от источников объектов основного и вспомогательных производств ТШО, осуществляющих свою деятельность на месторождениях Тенгиз и Королевское, проводились:

- с учетом общей нагрузки на атмосферный воздух существующих объектов ТШО, включая выбросы от источников Основного производства и Объектов Проекта будущего расширения ПБР/ПУУД, а также всех подрядных организаций ТШО;
- с учетом режима работы оборудования и не стационарности (одновременности) выбросов во времени;
- из условия максимально возможного количества одновременно работающих источников выбросов;
- при полной нагрузке работы оборудования;
- с учетом непостоянности (сезонности) воздействия (зимний и летний периоды);
- по всем загрязняющим веществам присутствующих в выбросах предприятия и группам суммаций.

Для действующих объектов были учтены планы компании и максимальная производительная нагрузка оборудования.

При проведении расчетов рассеивания для регламентного режима эксплуатации, залповые источники выбросов загрязняющих веществ были исключены, при этом, на факельных установках учтено сжигание продувочного и пилотного газа.

В моделировании, согласно критерию одновременности работы оборудования, не принимают участие источники вспомогательного и резервного оборудования, такие как генераторы и обогревательные установки временного характера, которые будут задействованы в случаях тестирования (профилактики) оборудования или работающих в резервном режиме, вместо основного оборудования, такого как ГТУ и котлы.

Расчетный прямоугольник, охватывающий все производственные площадки ТШО и ближайшую жилую зону, принят со следующими размерами сторон: 99 000 м (по оси X) и 105 000 м (по оси Y), с шагом координатной сетки 3 000 м. Координаты центра расчетного прямоугольника X= 103 063 м, Y= 118 620 м.

Моделирование уровня загрязнения приземного слоя атмосферы было выполнено по 10 вариантам на регламентный режим эксплуатации объектов действующего производств ТШО (Вариант 1-2) и с учётом залповых выбросов (Вариант 3-10) при пуско-наладочных работах, техобслуживании и ремонтных работах.

- **Вариант 1:** Регламентный режим работы всех стационарных источников на объектах существующего производства ТОО «Тенгизшевройл» в летний период года.
- **Вариант 2:** Регламентный режим работы всех стационарных источников на объектах существующего производства ТОО «Тенгизшевройл» в зимний период года.

Во втором варианте рассеивания помимо основных источников эксплуатации, участвует вспомогательное оборудование для выработки тепловой энергии и горячего водоснабжения, которые работают только в холодное время года.

Для учета залповых выбросов предварительно были выполнены расчеты рассеивания от факельных установок, на которых имеют место постоянные и кратковременные периодические технологически неизбежные сбросы газа при регламентной эксплуатации оборудования, с последующим их сжиганием. Периодические сбросы отличаются непостоянными выбросами в атмосферу, зависящими от проводимых операций на технологических установках. В согласованном «Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 гг.» представлены расчеты по всем сценариям возможного сжигания газа на факельных установках ВД и НД, для каждого состава сжигаемого газа и возможных объемов.

Для проверки качества атмосферного воздуха, при возможных сценариях кратковременных периодических сбросов на факелы ВД и НД были проведены промежуточные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в диапазоне от минимальных до максимальных значений выбросов (г/с). Анализ промежуточных расчетов рассеивания показал, что наиболее информативными с точки зрения максимальных расчетных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере и размеров области воздействия являются следующие 8 вариантов:

- **Вариант 3:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V6) резервуарного газа с содержанием сероводорода 29,96% (масс.) и флюида с содержанием сероводорода 0,42% (масс.) на Факел Evergreen УОМ-2 (ИЗА № 1168) и общим часовым расходом 56481,8 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;
- **Вариант 4:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V6) резервуарного газа с содержанием сероводорода 20,50% (масс.) на Факел ВД УОМ-2 (ИЗА № 1169) и общим часовым расходом 30477,3 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;
- **Вариант 5:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V7-V9) сырого и сухого газа при проведении ППР с содержанием сероводорода 19,92% (масс.) на Факел ЗСГ (ИЗА № 0194) и общим часовым расходом 292881,676 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;
- **Вариант 6:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V9) обессеренного газа газа при технологичесских сбоях с содержанием метана 60,17% (масс.) на Факел ВД (ИЗА № 0311) и общим часовым расходом 297275,62 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;
- **Вариант 7:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V9) сырого газа при технологических сбоях с содержанием сероводорода 38,73% (масс.) на Факел НД (ИЗА № 0312) и общим часовым расходом 216365,43 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;
- **Вариант 8:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V6) сырого газа при останове компрессоров СПД при пуске с содержанием сероводорода 19,92% (масс.) на Факел 53-X-1001.1A (ИЗА № 2000) и общим часовым расходом 23431,6 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;

- **Вариант 9:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V6) сухого газа при опрессовке и проверке сбросных систем ЗТП перед пуском с содержанием метана 66,78% (масс.) на Факел 53-Х-1002.1 (ИЗА № 2002) и общим часовым расходом 5826,02 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;
- **Вариант 10:** Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V6) сухого газа при операциях по наладке и настройке режимных параметров и подготовке к ремонтным работам с содержанием метана 66,78% (масс.) на Факел 57-Х-1004.1 (ИЗА № 2100) и общим часовым расходом 110131,8 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) *(зимний/летний периоды)*;

Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферного воздуха

Результаты полученных приземных концентраций по всем вариантам и для всех загрязняющих веществ, а также группам веществ с суммирующим воздействием в фиксированных точках, на границе СЗЗ и на границах населенных пунктов (текстовые файлы из программы «Эра»), а также в виде карт-схем с изолиниями концентраций собраны в Приложении 4.12. Для варианта 1 и 2 приведены значения по всем загрязняющим веществам и групп суммаций, для вариантов 3-10, по 11 загрязняющим веществам выделяющихся при сжигании газа на факелах НД и ВД и двум группам суммаций.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере при регламентном режиме работы (варианты 1 и 2) показал, что превышение предельно допустимых концентраций на границе ближайших жилых зон и границе, установленной СЗЗ ни по одному из веществ не наблюдается.

При расчете рассеивания в холодный период (Вариант 2) наблюдается незначительное повышение приземных концентраций загрязняющих веществ и групп суммаций.

Из всех загрязняющих веществ, а также групп веществ, обладающих при совместном присутствии эффектом суммации, наибольшие концентрации наблюдаются по группам суммаций «азота диоксид + серы диоксид» и «серы диоксид + сероводород»:

- по суммации «диоксид азота + диоксид серы»: на границе СЗЗ 0,9278 ПДК; в жилой зоне: п. Косчагил 0,0542 ПДК, п. Боранкул 0,0500 ПДК.

Наибольший вклад (50%) в значение приземных концентраций вносят в основном организованные источники, такие как дымовые трубы печей дожига хвостовых газов КТЛ-1,2, ЗВП (ИЗА №0099, 0113, 0310), факел НД ЗВП (ИЗА № 0312), дымовые трубы парогенераторов ГТЭС HRSG-1, 2 ЗВП (ИЗА № 0487-0488, 0313-0314), выхлопные трубы: ТГТЭС-2 (ИЗА № 0131-0132, 0216), ТГТЭС-4 ЗТП (ИЗА № 2010-2014) и ТГТЭС-1 (ИЗА №0151-0154).

- по суммации «диоксида серы + сероводорода» – на границе СЗЗ 0,8558 ПДК, в жилой зоне: п. Косчагил 0,0479 ПДК, п. Боранкул 0,0456 ПДК.

Наибольший вклад (50%) в значение приземных концентраций вносят в основном неорганизованные источники, такие как неплотности оборудования ЗВП, такие установки как U-200 и U-300 (ИЗА № 6289, 6293), U-9300 (ИЗА № 6304, 6603), неплотности оборудования КТЛ-1, 2, 2.3 U-160/200, U-400 и U-500 (ИЗА № 6075, 6122, 6100, 6114, 6110, 6100), площадка компрессора ЗСГ (ИЗА № 6060), объекты СПД (ИЗА № 8023), неплотности оборудования ЦПМ (ИЗА № 6014), неплотности ЗТП U-200, U-340, U-1000 (ИЗА № 8012, 8009, 8015).

Для всех веществ и групп суммаций выполняется условие: $С_м$ < 1 $ПДК_{мр}$, а область воздействия от совокупности стационарных источников не выходит за пределы установленной СЗЗ.

Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха по рассматриваемым вариантам вносят источники (технологическое оборудование) основного производства ТШО. Значительного вклада объектов подрядных организаций в уровень загрязнения атмосферного воздуха на границах СЗЗ и близлежащей жилой зоны не наблюдается.

Анализ результатов расчета рассеивания (Вариант 3-10) показал, что при возможных кратковременных периодических сбросов концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе будут временно увеличиваться, но не превысят предельно допустимых значений как на границе, установленной СЗЗ, так и в ближайших населенных пунктах. Для всех загрязняющих веществ и групп суммаций выполняется условие: $С_м < 1$ ПДК$_{мр}$, а область воздействия от совокупности стационарных источников не выходит за пределы установленной СЗЗ, а в северо-западной части пределы расчетной зоны воздействия близки к границе СЗЗ.

При кратковременных периодических факельных сбросах наиболее высокие приземные концентрации по рассмотренным загрязняющим веществам и группам суммации, создаваемые выбросами основного производства наблюдаются по Варианту 7 «*Регламентный режим работы всех стационарных источников с учетом периодического сброса (V9) сырого газа при технологических сбоях с содержанием сероводорода 38,73% (масс.) на Факел НД (*ИЗА № 0312) *и общим часовым расходом 216365,43 кг/ч (постоянные и периодический сбросы) (зимний/летний периоды)*».

Максимальная приземная концентрация наблюдается по группе суммации «серы диоксид + сероводород» и не превышает 0,9931 ПДК на границе СЗЗ. Выброс носит кратковременный характер. Изолиния максимальной приземной концентрации 1 ПДК вытянута с юго-запада на северо-восток и имеет длину около 40 км (рисунок 4.2.3-2).

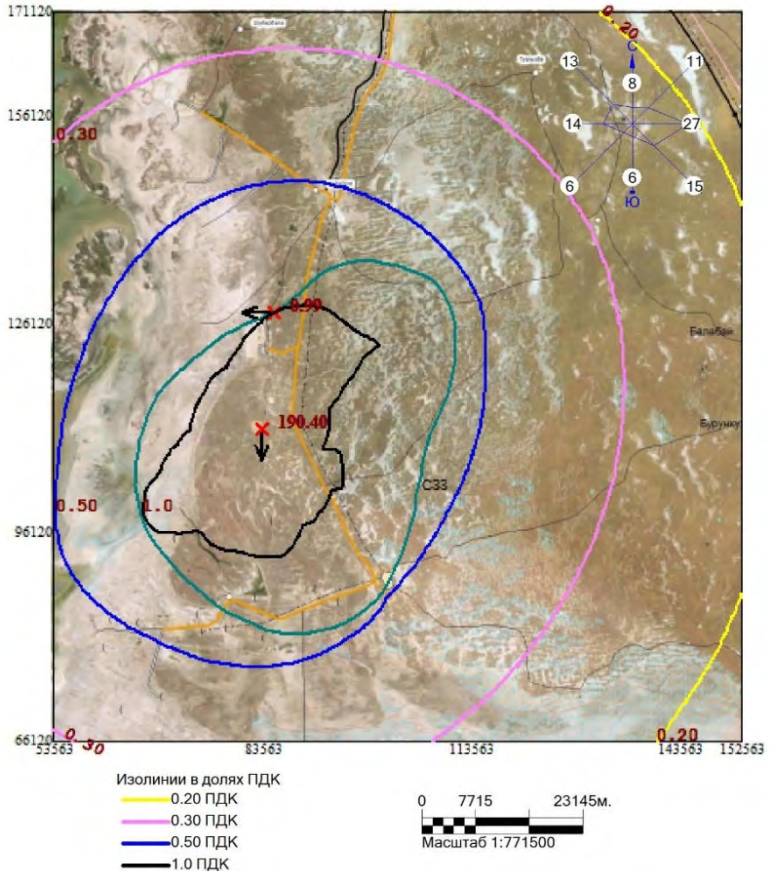


Рисунок 4.2.3-2. Карта-схема по группе суммации «сера диоксид+сероводород», расчет рассеивания, Вариант 7

Ближайшие населенные пункты (п. Майкомген и п. Косчагил) находится на значительном удалении от объектов ТШО и не попадают в зону воздействия. Выбросы загрязняющих веществ от источников всех объектов ТШО в Атырауской области не будут оказывать заметного влияния на ближайшую жилую зону. Максимальная приземная концентрация наблюдается по группе суммации «серы диоксид + сероводород» и составляет 0,1722 ПДК в п. Майкомген и 0,1756 ПДК в п. Косчагил.

Перечень источников, дающих максимальные вклады в уровень загрязнения атмосферы, по всем рассмотренным вариантам представлены в Приложении 4.6.

Расчет среднегодовых концентраций загрязняющих веществ

Расчёт среднегодовых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проводится согласно «Методике определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли», утвержденной приказом Председателя Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения РК, от 15.10.2010 г. № 265.

Результаты расчетов по данной Методики должны сопоставляться со значениями среднесуточных предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест ($ПДК_{с.с.}$). Поэтому результаты расчетов осредненных концентраций, в отличие от максимально-разовых, выдаются в долях $ПДК_{с.с.}$ В случае отсутствия для данного загрязняющего вещества установленной $ПДК_{с.с.}$, используется значение равное 0,1 $ПДК_{м.р.}$

При выполнении моделирования расчетных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере необходимо использование следующих исходных данных:

- *Метеорологические характеристики и коэффициенты*, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, которые поставляются ГГО им. А. И. Воейкова в виде уникального криптованного метеофайла, в котором содержится вся информация. Этот метеофайл передается ООО НПП «Логос-Плюс», который в свою очередь привязывает этот файл к защитному ключу ПК «ЭРА»;
- *Параметры источников выбросов* загрязняющих веществ в атмосферу. Для источников факельного горения вводится новый параметр Fb, который необходимо рассчитать в соответствии с формулами «Методики определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли» (от 15.10.2010 г. № 265, Приложение 2).

$$Fb = (1-E_Q) * a * Q / (1.29 * 0.24),$$

где E_Q - доля энергии, теряемая за счет излучения;

a - полнота сгорания углеводородной смеси;

1,29 - плотность воздуха при давлении 1013 гПа и температуре 0 ^oC;

0,24 - удельная теплоемкость воздуха при постоянном давлении.

Кроме того, для расчета среднегодовых концентраций, вместо выброса г/сек максимально-разовая (м.р), применяется выброс г/сек среднегодовая (ср.г).

Среднегодовой выброс всегда меньше, чем выброс для расчета максимально-разовых концентраций.

Величина г/сек$_{м.р}$ равна г/сек$_{ср.г}$ только в том случае если источник загрязнения атмосферы работает в непрерывном режиме (8760 ч/год), в остальных случаях значение г/сек$_{м.р}$ усредняется (период осреднения 8760 ч/год).

Моделирование среднегодовых концентраций выполнено по расчетному прямоугольнику с размерами сторон 60 000 м (по оси X) и 68 000 м (по оси Y), с шагом расчетной сетки 1000 м.

В расчете рассеивания учтены выбросы загрязняющих веществ от всех стационарных источников загрязнения атмосферы объектов ТОО «Тенгизшевройл».

В данном варианте рассеивания помимо основных источников эксплуатации, участвует вспомогательное оборудование для выработки тепловой энергии и горячего водоснабжения, которые работают только в холодное время года.

В моделировании так же принимали участие источники вспомогательного оборудования, такие как генераторы и обогревательные установки временного характера, которые будут задействованы в случаях тестирования (профилактики) оборудования или работающих в резервном режиме, вместо основного оборудования, такого как газотурбинные и котельные установки. Также в моделировании учтены все станки по металлообработке, деревообработке, сварке – подрядных организаций.

Веществами, формирующими основное загрязнение воздушной среды по данному варианту, являются: сера элементарная и сероводород, а также группы суммации «сера диоксид + сероводород», «аммиак + сероводород + формальдегид».

Результаты расчета рассеивания по среднегодовым концентрациям для всех загрязняющих веществ, а также группам веществ с суммирующим воздействием в фиксированных точках, на границе СЗЗ и на границах населенных пунктов (текстовые файлы из программы «Эра»), а также в виде карт-схем с изолиниями концентраций собраны на CD.

Анализ результатов рассеивания среднегодовых концентраций показал максимально возможные приземные концентрации в расчетном прямоугольнике создают:

- Сера элементарная: СЗЗ 0,0404 ПДК; в жилой зоне* 0,0026 ПДК;
- Сероводород: СЗЗ 0,4748 ПДК; в жилой зоне 0,0379 ПДК;
- Группа суммации «сера диоксид + сероводород»: СЗЗ 0,5113 ПДК; в жилой зоне 0,0418 ПДК;
- Группа суммации «аммиак + сероводород + формальдегид»: СЗЗ 0,4794 ПДК; в жилой зоне 0,0383 ПДК.

** расположенной наиболее близко к объектам ТОО «Тенгизшевройл»*

Карта-схема совместных изолиний концентраций по всем загрязняющим веществам и группам суммаций для среднегодовых выбросов объектов ТОО «Тенгизшевройл» приведена на рисунке 4.2.3-3.

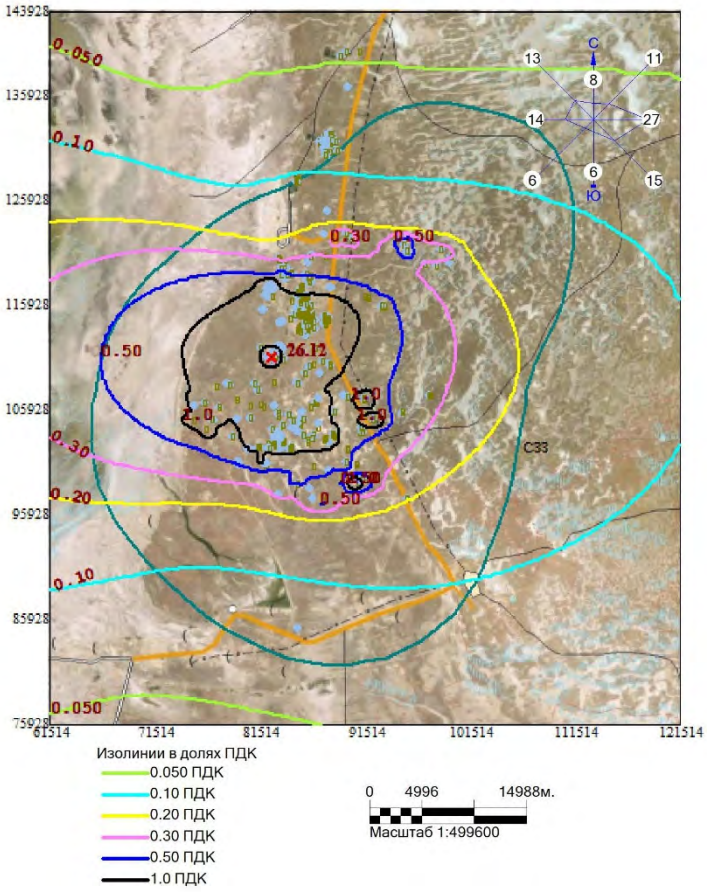


Рисунок 4.2.3-3. Карта-схема совместных изолиний концентраций по всем загрязняющим веществам и группам суммаций, для среднегодовых выбросов

На основании выполненных расчетов можно сделать вывод, изолиния 1 ПДК всех загрязняющих веществ и групп суммаций находится в пределах зоны условным радиусом 9750 метров (направление с юго-запада на северо-восток) внутри санитарно-защитной зоны. Превышения концентраций в фиксированных точках на границе жилых зон не наблюдается.

Выводы: *Результаты совместного рассеивания приземных концентраций вредных веществ, при регламентном режиме работы (**Варианты 1-2**), при рассмотренных вариантах с учетом периодических сбросов газа на факельные установки (**Варианты 3-10**), при расчете **среднегодовых концентраций**, от работы оборудования на объектах ТОО «Тенгизшевройл» показывают, что качество атмосферного воздуха соответствует гигиеническим нормативам в населенных пунктах и в целом нормативным требованиям РК.*

4.2.4. Перспектива развития предприятия

Газосепарационная установка

В настоящее время имеются сведения, что к 2027 году запланирован запуск проекта «Газосепарационная установка ТОО «KLPE», на которой из сухого газа ТОО «Тенгизшевройл» будет извлекаться этан и пропан, тем самым содержание метана будет увеличиваться с 78 mol% до 98 mol%, а молекулярный вес, плотность и низшая теплота сгорания газа для внутренних нужд предприятия будут снижены и сухой газ преобразуется в тощий.

Объектами данного Проекта являются действующие потребители сухого газа, представленные основными и вспомогательными производственными объектами ТОО «Тенгизшевройл», на которых возможен переход на использование тощего газа. Соответственно, отдельные технологические установки и оборудование ЗВП и ЗТП и частично КТЛ вместо сухого газа будут потреблять тощий газ.

В связи с изменением композиционного состава и физико-химических свойств используемого газа для внутренних нужд, будет необходимость в увеличении его расхода для поддержания и обеспечения требуемых мощностей оборудованием и установками по выработке электроэнергии на газотурбинных установках, тепловой энергии в котельных агрегатах, дожига хвостовых газов в термических окислителях, трубчатых печах и другом оборудовании, потребляющих тощий газ, вместо сухого.

Переход работы оборудования ТОО «Тенгизшевройл» с сухого газа на тощий проанализирован в отчете «Анализ выбросов эмиссий и парниковых газов от отдельных потребителей Сухого газа на объектах ТОО «Тенгизшевройл», при условии перехода на Тощий газ, согласно решению проекта «Газосепарационная установка ТОО «KLPE» и представлен в Приложении 4.9. В данном отчете приведен список источников загрязняющих веществ, которые в будущем перейдут с сухого газа на тощий, а также приведен композиционный состав сухого и тощего газов.

Согласно полученным результатам, при определении удельных показателей выбросов загрязняющих веществ на единицу сожженного сухого и тощего газа, были сделаны следующие выводы:

- для газотурбинных установок, паровых котлов высокого давления и других источников сжигания газа с использованием концентрации в уходящих дымовых газах, при замеренном кислороде O_2 и соответствующем коэффициенте избытка воздуха α в зависимости от концентрации и объема сухих дымовых газов наблюдается общее снижение на 3,9%. Незначительное увеличение выбросов на 0,2-0,3%% для оксидов азота и углерода. Заметное снижение диоксида серы на 72,3% и несгоревших углеводородов на 14%;
- для котлов производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 30 Гкал в час наблюдается снижение на 0,59%. Выбросы от оксидов азота и углерода не изменились, так увеличение расхода равнозначно снижению низшей теплоты сгорания, от которых в большей степени и зависят выбросы. Заметное снижение диоксида серы на 71,43% при использовании тощего газа, за счет серосодержащих компонентов (общая сера в тощем газе ниже в 3 раза, чем в сухом газе, H_2S в тощем газе ниже в 123 раза, чем в сухом газе) и меньшей плотности тощего газа, при пересчете от объёмного расхода к массовому расходу;
- для трубчатых печей (термические окислители, установки сжигания паров, печи нагрева, печи дожига хвостовых газов) наблюдается снижение на 1,59%. По всем загрязняющим веществам наблюдается снижение от 0,53-1,06%%. Заметное

снижение диоксида серы на 72,29% при использовании тощего газа, за счет серосодержащих компонентов (общая сера в тощем газе ниже в 3 раза, чем в сухом газе, H_2S в тощем газе ниже в 123 раза, чем в сухом газе) и меньшей плотности тощего газа, при пересчете от объёмного расхода к массовому расходу;

- на факельных установках наблюдается снижение на 13,74%. По всем загрязняющим веществам, рассчитываемым по удельным выбросам (оксиды азота, углерода, сажа, метан) наблюдается снижение от 13,41-13,42%% за счет меньшей плотности тощего газа на 13,42%, чем в сухом газе. Резкое снижение диоксида серы на 75,89% за счет снижения общей серы в тощем газе на 72,18%, сероводорода на 99,5% за счет содержания сероводорода в тощем газе меньше на 99,19% и метилмеркаптана на 67,91% за счет содержания метилмеркаптана в тощем газе меньше на 62,87%. Значительный рост при сжигании тощего газа наблюдается по этилмеркаптану, больше в 2,5 раза, чем при сжигании сухого газа;
- на свечах наблюдается снижение на 14,21%. Значительное снижение по всем загрязняющим веществам, кроме этилмеркаптана, который увеличивается в 2,3 раза при использовании тощего газа. В целом выбросы от сбросов на свечи зависят от композиционного состава, молекулярной массы и плотности газа;
- от неплотностей оборудования (фланцевые соединения, насосы, запорно-регулирующая арматура и другие соединения) наблюдается снижение на 0,91%. Значительное снижение по всем загрязняющим веществам, кроме этилмеркаптана, который увеличивается в 2,6 раза при использовании тощего газа. В целом выбросы от неплотностей оборудования зависят только от композиционного состава газа.

Сравнительный анализ валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В разделе 4.2.2 «Характеристика источников воздействия на атмосферный воздух» рассмотрены источники выбросов загрязняющих веществ, для которых необходимо пересмотреть и учесть выбросы согласно «Проекту разработки месторождения Тенгиз».

Данные источники условно разделены на три группы:

- первая группа – выбросы источников, которые зависят от количество добываемой нефти и графика бурения скважин, т.е. будут менять по годам и в зависимости от Варианта разработки месторождения.

В данную группу входят – бурение скважин, факельное сжигание, резервуарный парк.

- вторая группа – выбросы посчитаны на максимальную мощность (нагрузку) оборудования.

В данную группу входят – система внутрипромыслового сбора, нефтеналивная эстакада, закачка сырого газа (увеличение производственных мощностей), выработка электроэнергии (ТГТЭС), Установка демеркаптанизации нефти на КТЛ, Установка дожига хвостовых газов U-500, Установка 600 (склад серы).

- третья группа – источники, существующего производства ТШО, которые приняты согласно «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023-2024 гг.» и в данном Проекте ООВВ преимущественно не пересматриваются и остаются на базовом уровне.

В таблице 4.2.4-1 показаны максимальные выбросы загрязняющих веществ, для каждого Варианта разработки месторождения.

Как видно из таблицы, максимальное воздействие 182 841,291 т/год будет оказано Вариантом 4, однако от всех остальных Вариантов воздействие составит 182 703,8858 т/год, что на 0,08% ниже максимального.

Для первой группы источников:

- при бурении скважин, максимальное воздействие 4001,9748 будет отказываться Вариантом 4 и 8, что почти в два раза выше, чем по другим Вариантам. Это связано с бурением 22 скважин для поддержания пластового давления, в 2036 г.;
- максимальное воздействие при факельном сжигание возможно по Варианту 6 и составит 92 341,3281 т/год. Максимальная разница между выбросами по Вариантам составит 1267,1667 т/год, что составляет 1,37%;
- максимальные выбросы от резервуарного парка, не отличаются друг от друга, т.к. максимальная проектная добыча нефти, по всем Вариантам составит 39 503 тыс. тонн/год, и также объёмы добычи нефти Королевского месторождения.

Для второй группы источников выбросы указаны в таблицах раздела 4.2.2, как выбросы *максимального воздействия*. По всем Вариантам разработки месторождения, за период с 2024 по 2074 год заложены одинаковые значения, которые не зависят от количества бурения скважин и от количество добываемой нефти, а зависят от максимально возможной производительности того или иного оборудования. Таким образом данная группа источников имеет одинаковые выбросы по всем Вариантам разработки и не меняется количество от года в год.

Разница в валовых выбросах (по второй группе) коснется только в Вариантах, в которых предусмотрено расширение зоны закачки сырого газа.

Валовый свод выбросов загрязняющих веществ, по всем источникам загрязнения атмосферы, по Вариантам 1-9, для максимального года приведен в Приложении 4.10.

Таблица 4.2.4-1 Максимальные валовые выбросы, по Вариантам

Наименование	Варианты разработки месторождения Тенгиз									Макси-мальное воздейст-вие, т/год
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Максимально воздействие, т/год	**182703,8858**	**182703,8858**	**182703,8858**	**182841,291**	**182703,8858**	**182703,8858**	**182703,8858**	**182703,8858**	**182703,8858**	**182841,2910**
1-я группа ИЗА										
Бурение скважин	2008,7298	2008,7298	2008,7298	4001,9748	2182,1915	2461,7400	2461,7400	4001,9748	2008,7298	**4001,9748**
Факельное сжигание	91121,25855	91196,43534	92337,1308	92299,33855	92337,1308	92341,3281	91084,45618	91074,16138	91121,25855	**92341,3281**
Резервуарный парк (РП)	6136,4937	6136,4937	6136,4937	6136,4937	6136,4937	6136,4937	6136,4937	6136,4937	6136,4937	**6136,4937**
2-я группа ИЗА										
Система внутрипромыслового сбора	215,9873	215,9873	215,9873	215,9873	215,9873	215,9873	215,9873	215,9873	215,9873	**215,9873**
Нефтеналивная эстакада (ННЭ)	711,944	711,944	711,944	711,944	711,944	711,944	711,944	711,944	711,944	**711,9440**
Увеличение производственных мощностей закачки сырого газа	0	0	715,058	715,058	715,058	715,058	715,058	0	715,058	**715,0580**
Оборудование выработки электроэнергии	17538,0298	17538,0298	17538,0298	17538,0298	17538,0298	17538,0298	17538,0298	17538,0298	17538,0298	**17538,0298**
Установка демеркаптанизации нефти (КТЛ)	1832,7928	1832,7928	1832,7928	1832,7928	1832,7928	1832,7928	1832,7928	1832,7928	1832,7928	**1832,7928**
Установка 500 (КТЛ, ЗВП)	46803,2426	46803,2426	46803,2426	46803,2426	46803,2426	46803,2426	46803,2426	46803,2426	46803,2426	**46803,2426**
Установка 600 (склад серы)	145,2368	145,2368	145,2368	145,2368	145,2368	145,2368	145,2368	145,2368	145,2368	**145,2368**
3-я группа ИЗА										
Существующие ИЗА НДВ 2023-2024	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732	29288,8732

4.2.5. Оценка риска здоровья населения

ИП «Жантөре» в соответствии с Заказ-нарядом №1 от 11.05.2023 для Компании «SED» предоставлены Отчеты, разделенные на две части (Приложение 9).

Часть 1 - Оценка риска для здоровья населения от всех источников выбросов загрязняющих веществ согласно проектным данным ПРМ Тенгиз и по результатам моделирования рассеивания ЗВ в атмосферном воздухе (максимальные и среднегодовые расчетные концентрации).

Результаты исследований по первой части – На первом этапе оценки риска (этап идентификации опасности) от всех источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при эксплуатации объектов ТОО «Тенгизшевройл» в штатном режиме проанализированы 105 загрязнители. Референтные концентрации для хронического ингаляционного воздействия установлены в отношении 68 загрязняющих веществ, а у 25 веществ имелись референтные концентрации при остром воздействии.

В итоге, после проведения идентификации всех выбросов от объектов ТШО с учетом на перспективу развития, можно составить список приоритетных соединений. После анализа сведений об опасности развития канцерогенных и неканцерогенных эффектов и определения индексов опасностей (HRIc и HRI), для проведения дальнейшей процедуры исследования, из первоначального списка химических соединений (105) было отобрано 68 химических веществ, обладающих неканцерогенным действием, а также 6 канцерогенов. В связи с предельно низким удельным весом валовых выбросов многих веществ согласно предусматривалось проведение предварительной скрининговой оценки риска (ускоренная характеристика риска).

По результатам ускоренной характеристики риска получены следующие **выводы:**

- При проведении ускоренной характеристики риска на этапе идентификации опасности выявлено, что значения коэффициентов опасности неканцерогенных веществ в выбросах объектов ТШО, как при хроническом, так и при остром ингаляционном воздействии, не представляют реальной опасности для здоровья населения, проживающего вблизи объектов ТШО, так как значения рисков не доходили до нижнего уровня приемлемого риска (HQ < 0,1).
- В выбросах объектов ТШО выявлены 6 канцерогенных веществ. Индивидуальный канцерогенный риск от рассматриваемых веществ для здоровья населения, проживающего вблизи исследуемых объектов ТШО, не превышает нижнего предела приемлемого уровня $1x10^{-6}$, т.е. пренебрежимо малый уровень риска, и не требует никаких дополнительных мероприятий.
- Прогнозная ситуация в результате ввода в эксплуатацию объектов ТШО и работы предприятия в штатном режиме, в исследуемом регионе, в рамках оказываемого риска здоровью населения, проживающего вблизи производства, оценивается как благополучная (приемлемая).

Заключение. Таким образом, по результатам оценки риска здоровью населения было установлено, что исследуемые химические вещества в выбросах объектов ТШО не представляют реальной опасности для здоровья населения, проживающего вблизи планируемого к введению в эксплуатацию завода, совместно с действующим производством, так как значения рисков не доходили до нижнего уровня приемлемого риска (1×10-6 и HQ < 0,1). Согласно правилам общепризнанной методологии оценки риска, проведение дальнейшего углубленного исследования при столь низких значениях риска не рекомендуется.

Часть 2 – Анализ современного состояния здоровья населения Жылыойского района по медико-демографическим показателям и данным о первичной заболеваемости за 2020-2022 годы (Оценка зависимости «доза – эффект»).

Результаты исследований по второй части – Дана оценка состоянию здоровья населения Жылыойского района по медико-демографическим показателям и первичной заболеваемости за 2020-2022 годы. В ходе работ были проанализированы уровень, структура и тенденции первичной заболеваемости населения всеми болезнями.

В ходе работ были проанализированы данные о первичной заболеваемости новообразованиями и болезнями органов дыхания (в том числе по первичной заболеваемости хроническим и неуточненным бронхитом, бронхиальной астмой). В целом, ситуация по состоянию здоровья населения в Жылыойском районе Атырауской области расценивается как стабильная и характеризуется высоким естественным приростом, за счет устойчивого роста рождаемости и снижения смертности, а также снижением первичной заболеваемости населения болезнями органов дыхания и новообразованиями.

4.2.6. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Основные понятия и законодательные требования

В Кодексе РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (№ 360-VI от 07.07.2020 г., с последними изменениями и дополнениями по состоянию на 04.05.2023 г.), а также в Законе РК от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.) дается определение санитарно-защитной зоны, как «территория, отделяющей зоны специального назначения, а также промышленные организации и другие производственные, коммунальные и складские объекты в населенном пункте от близлежащих селитебных территорий, зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения в целях ослабления воздействия на них неблагоприятных факторов».

Селитебная территория — часть территории населенного пункта, предназначенная для размещения жилой, общественной (общественно - деловой) и рекреационной зон, а также отдельных частей инженерной и транспортной инфраструктур, других объектов, размещение и деятельность которых не оказывает воздействия, требующего специальных санитарно-защитных зон (Закон РК от 16.07.2001 г. № 242-II, ст. 1, п. 30).

Определение размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ), санитарных разрывов, основания для пересмотра этих размеров, методы и порядок их установления для отдельных объектов, ограничения на использование территории санитарно-защитной зоны и другие основополагающие требования устанавливаются согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденным приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 № ҚР ДСМ-2 (далее – СП № ҚР ДСМ-2).

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме (СП № ҚР ДСМ-2, гл. 2, п.4).

Обоснование СЗЗ предусматривается на всех этапах разработки предпроектной и проектной документации, проектов строительства, реконструкции промышленного объекта и производства и/или группы промышленных объектов и производств (СП № ҚР ДСМ-2, п. 36).

Критерием для определения размера СЗЗ является одновременное соблюдение следующих условий: не превышение на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ ПДК максимально разовые или ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) для атмосферного воздуха населенных мест и /или предельно допустимого уровня (ПДУ) физического воздействия, а также результаты оценки риска для жизни и здоровья населения (для объектов I и II класса опасности) (СП № ҚР ДСМ-2, гл. 2, п. 11).

Методология и порядок расчетного определения границы и размера СЗЗ по показателям загрязнения атмосферного воздуха установлены «Методикой определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли», утвержденной приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК № 265 от 15.10.2010 г. (далее - Методика № 265).

Методология расчетной оценки риска для здоровья населения определена «Методикой оценки рисков негативного воздействия факторов окружающей среды на состояние здоровья населения», утвержденная Приказом Министра здравоохранения РК № 304 от 14.05.2020 г.

СЗЗ устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами, а для объектов I класса опасности - как до значений, установленных гигиеническими нормативами, так и до величин приемлемого риска для здоровья населения. По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме (СП № ҚР ДСМ-2, Глава 2, п. 4).

Установленная санитарно-защитная зона

Размер санитарно-защитной зоны Тенгизского нефтегазового комплекса утвержден на основании заключений Министерства здравоохранения РК № 07-11-027 от 25 августа 2005 года и ДГСЭН Атырауской области Министерства здравоохранения РК №162 от 17 августа 2005 года (Приложение 4.7-2) к проекту «Расчёт размеров санитарно-защитной зоны Тенгизского нефтяного месторождения на этапе промышленной эксплуатации (далее – Установленная СЗЗ). Проект организации и обустройства санитарно-защитной зоны», подтверждённый повторно письмом Комитета санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения РК № 14-5-658 от 24.03.2011 (Приложение 4.7-3).

Размер Установленной СЗЗ 2005 г. был определён на основании расчетов, учитывающих будущее расширение производства Тенгизского нефтегазового комплекса на максимальную мощность предприятия на этапе Промышленной эксплуатации, на момент проектирования с учётом испытаний перспективных скважин и будущего развития.

Размер установленной санитарно-защитной зоны Тенгизского нефтегазового комплекса является крупнейшим в Республике, с учётом внутренней промышленной зоны диаметр СЗЗ составляет около 50 км.

Объединённый результат более 10 вариантов совместного моделирования распространения, ожидаемого максимально разового загрязнения атмосферного воздуха с учётом ожидаемых залповых выбросов, включая выбросы при испытании перспективных скважинах месторождений Тенгиз и Королевское, послужил основой для определения границы СЗЗ.

Определяющими для определения границы СЗЗ послужили результаты расчётов рассеивания двух групп суммаций («диоксид азота + диоксид серы» и «диоксид серы + сероводород»), обеднённые общей сглаженной огибающей линией.

Согласно расчетам рассеивания загрязняющих веществ радиусы индивидуальных зон загрязнения (>1ПДК) при испытании скважин составили на месторождении Тенгиз – 9 000 м, месторождении Королевское – 10 400 м. Различия между зонами двух месторождений обусловлены различиями в составе флюида.

Форму СЗЗ на плане можно представить в виде восьмёрки, ориентированной с северо-востока на юго-запад, состоящей из двух окружностей, одной вокруг месторождения Тенгиз и другой меньшей вокруг месторождения Королевское, соединённых между собой сглаженной огибающей линией.

Внешняя граница Установленной СЗЗ 2005 г. продемонстрирована на большинстве карт ОВОС.

Расположение ближайших населенных пунктов от границы Установленной СЗЗ 2005 г. следующее: в 48 км – ж/д станция Майкомген; севернее на расстоянии 57 км – посёлок Косчагыл, на расстоянии 67 км – поселок Жана Каратон.

Расстояние до административного центра – города Кульсары составляет около 93 км, до областного центра – города Атырау около 147 км по прямой.

Установленная граница СЗЗ месторождения Тенгиз имеет радиус в около 10 км от крайних объектов Тенгизского нефтегазового комплекса. Таким образом, ближайшая жилая зона находится на расстоянии более 5 радиусов СЗЗ от района нефтедобычи ТШО.

Таким образом, учитывая значительное расстояние уже без расчётов можно предположить, что воздействие на жителей населённых пунктов оказано, не будет.

В виду отсутствия населенных пунктов вблизи производства, СЗЗ для Тенгизского промышленного комплекса устанавливается скорее с целью ограничения (запрещения) на размещение населённых пунктов и других объектов с нормируемым качеством атмосферного воздуха (больница, санаторий, школа, и т.п.).

В границах Установленной СЗЗ 2005 г. Тенгизского нефтегазового комплекса ТШО расположены сторонние землепользователи и производства (Приложение 4.8), наиболее крупные из них АО Каспийский Трубопроводный Консорциум-К (КТК-К), ТОО Compass Казахстан, ТОО «Сенимди Курлыс» и др.

Площадь установленной СЗЗ 2005 г. согласно Землеустроительному проекту составляет 174,3 тыс. га за исключением землеотводов месторождений Тенгиз и Королевское – 118,0 тыс. га, за исключением землеотводов ТШО и сторонних месторождений – 105,4 тыс. га.

Расчетное обоснование санитарно-защитной зоны (СЗЗ)

Согласно СП № ҚР ДСМ-2, в настоящем проекте в связи с уточнением проектных решений требуется выполнить обоснование достаточности Установленного размера СЗЗ 2005 г., либо дать предложения по корректировке размера СЗЗ.

Согласно Методике № 265, расчеты, выполняемые при установлении положения границы и размера СЗЗ, проводятся на условия нормального технологического режима работы организованных и неорганизованных источников выбросов (в том числе с учетом предусмотренных технологией залповых выбросов).

Расчетный размер СЗЗ определяется как линия внешнего контура изолиний:

- минимального размера СЗЗ по санитарной классификации производства;
- расчетной (итоговой) зоны превышения приземных концентраций (С>1ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе по результатам моделирования распространения ожидаемого максимально разового и среднегодового загрязнения атмосферного воздуха для штатных условий эксплуатации;
- расчетной зоны превышения допустимого риска состоянию здоровья населения;
- расчетной зоны превышения допустимого уровня физического воздействия (С>1ПДУ).

Минимальный размер СЗЗ по санитарной классификации производства

Минимальный размер СЗЗ по санитарной классификации производственных и других объектов устанавливается в соответствии с приложением 1 к СП № ҚР ДСМ-2.

В настоящем ОВОС используется понятие «минимальной СЗЗ» применительно к значениям, приведённым в приложении 1 к СП № ҚР ДСМ-2.

Согласно СП № ҚР ДСМ-2, границы СЗЗ устанавливаются от крайних источников химического, биологического и/или физического воздействия. В зависимости от характеристики выбросов для объекта, по которым ведущим для установления СЗЗ фактором является химическое загрязнение атмосферного воздуха, размер СЗЗ устанавливается от источника выбросов загрязняющих веществ и (или) от границы территории (промышленной площадки) объекта. (п. 39, п. 40).

Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г., № 239, с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.), пункт 420, предписывается установление санитарно-защитной зоны от крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта месторождения углеводородного сырья, размеры которой определяются по действующим санитарным правилам. Для месторождений углеводородного сырья с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется, исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода.

Согласно Приложению 1 СП № ҚР ДСМ-2 «Санитарная классификация производственных и других объектов и минимальные размеры СЗЗ» Тенгизский нефтегазовый комплекс относится к 1-му классу санитарной опасности. Минимальный размер санитарно-защитной зоны (СП № ҚР ДСМ-2, Приложение 1, раздел 3, п.11, «Примечание») для предприятий по добыче углеводородного сырья при высоком содержании сероводорода и меркаптанов в нефти и попутном газе:

- в 3,0 % и более размер СЗЗ следует предусмотреть не менее 5000 м;
- при 20,0 % и более - не менее 8000 м.

По проектным данным, содержание сероводорода и меркаптанов в нефти и попутном газе месторождения Королевское составляет до 15%, месторождения Тенгиз до 13%. На заводских объектах КТЛ, ЗВП, ЗТП доля сероводорода в замкнутом оборудовании концентрируется свыше 20%. В связи с чем, минимальный размер СЗЗ для технологических объектов ТШО по добыче и подготовке углеводородного сырья составляет не менее 8 000 м.

На территории ТШО расположены объекты, имеющие различную санитарную классификацию.

Для формирования минимального размера СЗЗ в целом от Тенгизского нефтегазового комплекса отдельные минимальные размеры СЗЗ, согласно санитарной классификации производства, были нанесены на карты в таких Проектах как:

- Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС). Проект будущего расширения, выполненная компанией ТОО «Казэкопроект» в 2014 году;
- Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС). ПБР/ПУУД. Корректировка, выполненная компанией ТОО «КАПЭ» в 2019 году.

Минимальные размеры СЗЗ согласно санитарной классификации производства, от отдельных категорий составляют:

- от крайнего ряда перспективных эксплуатационных скважин – 5 000 м;
- от нагнетательных скважин – 8 000 м;
- от границ производственных технологических объектов по подготовке нефти и газа – 5 000 м;
- от ТенгизЭкоЦентр (ТЭЦ) – 3 000 м;
- от границ производственных объектов вспомогательного назначения, имеющих наземные и низкие источники холодных выбросов средней высоты – 1 000 м;
- от границ производственных объектов (промплощадки), имеющих источники высоких и средних источников нагретых выбросов – 8 000 м.

Граница минимальной СЗЗ для Тенгизского промышленного комплекса по санитарной классификации производственных объектов была получена в результате объединения промежуточных минимальных границ СЗЗ от различных производственных объектов, расположенных в пределах одного производственного комплекса (рисунок 4.2.6-1).

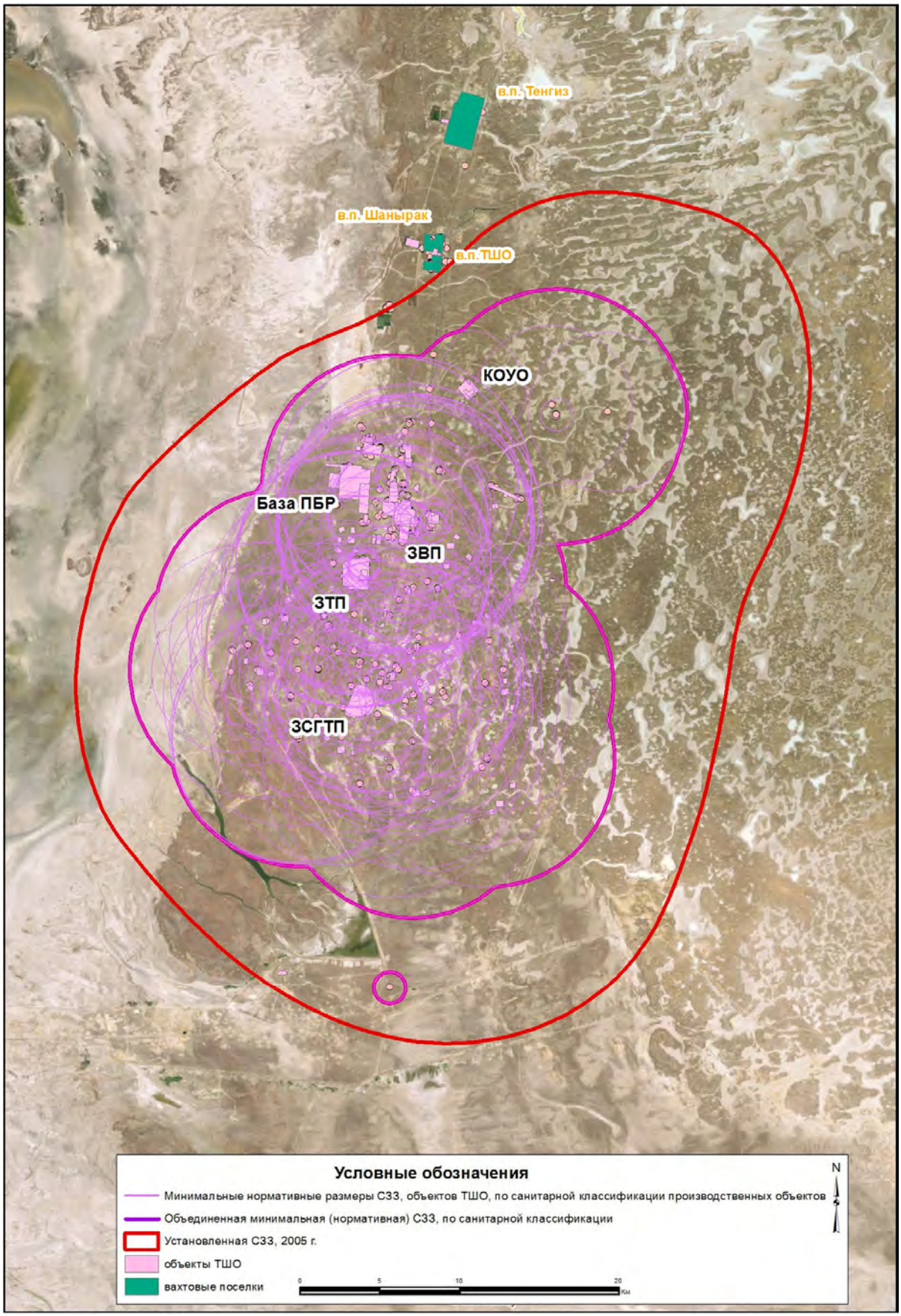


Рисунок 4.2.6-1. Граница минимальной нормативной санитарно-защитной зоны ТОО «Тенгизшевройл», по санитарной классификации

Мониторинг воздействия. Автоматические станции мониторинга

С целью получения информации о качестве атмосферного воздуха и оценки возможного влияния на него производственной деятельности ТОО «Тенгизшевройл», осуществляется мониторинг за состоянием атмосферного воздуха в пределах и на границе СЗЗ ТШО.

Для наблюдения за качеством атмосферного воздуха установлены стационарные посты – в пределах и за границей СЗЗ – автоматические станции наблюдения за окружающей средой (СНОС) – 12 станций (EMS 1 – EMS 12).

Карта-схема расположения СНОС представлена на рисунке 4.2.6-2. СНОС 1, 3, 4 и 5 - расположены вблизи и за границами СЗЗ, а СНОС 2, 6-12 - расположены внутри СЗЗ.

Наблюдения проводятся в режиме реального времени с помощью анализаторов, обеспечивающих непрерывное автоматическое измерение концентраций загрязняющих веществ: диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), углеводородов (C_xH_y).

Координаты станций, измеряемые ингредиенты и периодичность контроля представлены в таблице 4.2.6-1.

Таблица 4.2.6-1 Данные о станциях наблюдения за окружающей средой (СНОС)

Наименование постов мониторинга	Координаты постов		Контролируемые ингредиенты	Периодичность отбора проб
	В.Д.	С.Ш.		
1	2	3	4	5
EMS 1	687484	5131089	азота диоксид (NO_2) серы диоксид (SO_2) углерода оксид (CO) сероводород (H_2S) углеводороды (C_xH_y)	круглосуточно
EMS 2	701092	5129228		
EMS 3	706172	5118644		
EMS 4	707385	5111481		
EMS 5	704821	5104848		
EMS 6	696194	5093752		
EMS 7	679371	5097220		
EMS 8	674680	5102087		
EMS 9	677594	5113429		
EMS 10	680453	5118486		
EMS 11	695404	5109163		
EMS 12	697043	5102925		

В рамках разработки «Проекта разработки месторождения Тенгиз (ПРМ), ТОО «Тенгизшевройл» были проанализированы 30-ти минутные показания со станций (СНОС) за последние три года с 2020-2022 годы. Общее количество показаний с одной станции 48 ед. в сутки или 17 520 ед. в год.

Анализ данных СНОС показал разовые, единичные превышения, по одному контролируемому загрязняющему веществу - по сероводороду (H_2S) не более 0,1% от общего числа замеров. Данные превышения не имеют прямой связи с технологическими операциями и преимущественно являются следствием изменений естественного природного фона в течение года. Отделом экологии ТШО проводится постоянный анализ результатов отбора проб со СНОС для контроля и учета качества состояния атмосферного воздуха. Данные со СНОС в режиме реального времени передаются в РГП «Казгидромет».

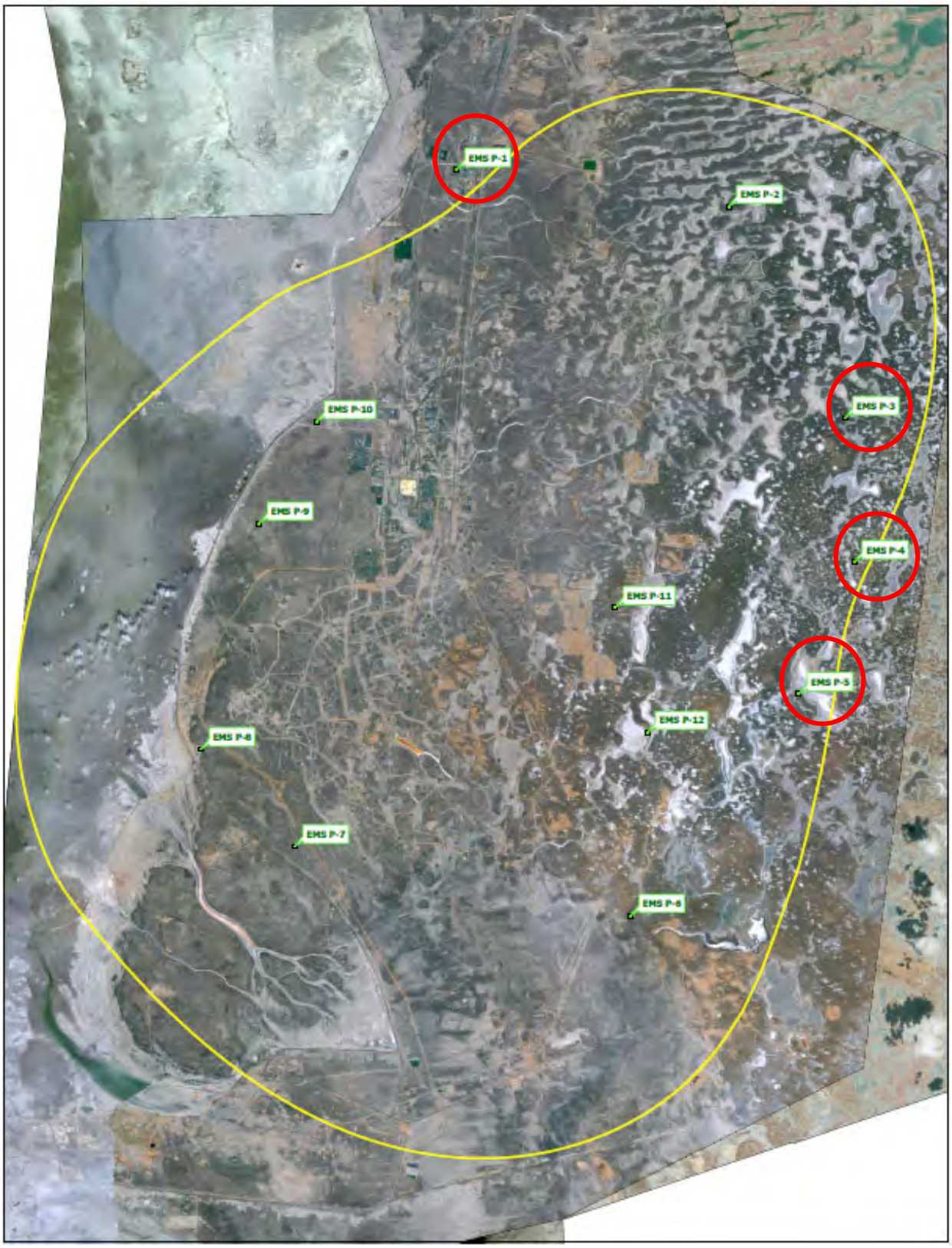


Рисунок 4.2.6-2. Карта-схема расположения СНОС

Расчетное обоснование размера СЗЗ по максимально-разовым и среднегодовым концентрациям загрязняющих веществ

Согласно Методике № 265 (п. 10), при установлении положения границы и размера СЗЗ предприятий, производственных объектов и комплексов используются результаты расчетов:

- максимальных разовых (средних за 20-30 минут) концентраций ЗВ в атмосферном воздухе, «с» соответствующих возможному сочетанию в течение года нормальных ННМУ и ННУВ ЗВ в атмосферу;
- безразмерных суммарных разовых концентраций в атмосферном воздухе групп веществ комбинированного вредного действия «q» (полной суммации, неполной суммации, потенцирования);
- среднегодовых концентраций ЗВ в атмосферном воздухе, «С», определенных с учетом нестационарности (нестабильности во времени) метеорологических условий, мощностей и других параметров от источников выброса.

Расчет рассеивания выбросов загрязняющих веществ, по максимально разовым концентрациям, выполнен согласно «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий, Приложение 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12.06.2014 г. № 221Ө».

Моделирование уровня загрязнения приземного слоя атмосферы было выполнено по 10 вариантам на регламентный режим эксплуатации объектов действующего производств ТШО (Вариант 1-2) и с учётом залповых выбросов (Вариант 3-10) при пуско-наладочных работах, техобслуживании и ремонтных работах.

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что при возможных кратковременных периодических сбросов концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе будут временно увеличиваться, но не превысят предельно допустимых значений как на границе, Установленной СЗЗ 2005 г., так и в ближайших населенных пунктах. Для всех загрязняющих веществ и групп суммаций выполняется условие: $С_м$ < 1 $ПДК_{мр}$, а область воздействия от совокупности стационарных источников не выходит за пределы установленной СЗЗ 2005 г., а в северо-западной части пределы расчетной зоны воздействия близки к границе СЗЗ.

Максимальная приземная концентрация наблюдается по группе суммации «серы диоксид + сероводород» и не превышает 0,9931 ПДК на границе СЗЗ. Выброс носит кратковременный характер. Изолиния максимальной приземной концентрации 1 ПДК вытянута с юго-запада на северо-восток и имеет длину около 40 км (рисунок 4.2.3-2).

Моделирование по среднегодовым концентрациям выполнено для всех загрязняющих веществ и групп с суммирующим воздействием при эксплуатации предприятия с учетом возможных кратковременных и залповых выбросов.

Объединенный размер зоны загрязнения по среднегодовым концентрациям ЗВ приведен на рисунке 4.2.3-3.

Зона загрязнения по всем веществам и группам суммаций, рассчитанная по средним концентрациям, имеет меньший радиус, чем зона загрязнения по максимально разовым концентрациям.

Таким образом, зона загрязнения по максимально разовым и среднегодовым концентрациям при штатном режиме работы объектов ТОО «Тенгизшевройл» не превышает границу Установленной СЗЗ 2005 г.

Расчетное обоснование размера СЗЗ по оценки риска здоровья населения

Оценка риска здоровья населения от химических факторов загрязнения атмосферного воздуха выполнена в Отчёте «Оценка риска здоровья населения от эксплуатации объектов ТОО «Тенгизшевройл» (ИП Жантөре, 2023 г.) (Приложение 9).

В дополнение к указанному отчёту, для обоснования границы СЗЗ было выполнено моделирование зон распространения острого и хронического риска для здоровья населения на откорректированные объемы выбросов, с использованием казахстанских и международных показателей и референтных концентраций. Дополнительная расчетная оценка риска здоровью населения определена при помощи модуля ПК «ЭРА-Риски», разработанного компанией ООО НПП "Логос-Плюс.

Максимальные расчётные показатели оценки риска здоровью населения, полученные в результате моделирования, показаны на рисунках 4.2.6-3 – 4.2.6-5.

Как видно на рисунках, зоны не канцерогенного хронического и острого воздействия загрязняющих веществ не превышают границы установленной СЗЗ.

Необходимо отметить что показатели риска для здоровья, рассчитаны с учтём экспозиции (продолжительности) воздействия равной 70 лет, поэтому не применимы для производственного персонала, находящегося в зоне воздействие гораздо меньшее время.

Согласно результатам моделирования изолинии пороговых показателей хронического и острого как канцерогенного, так и не канцерогенного риска для здоровья населения не превышают границы установленной СЗЗ (рисунок 4.2.6-6).

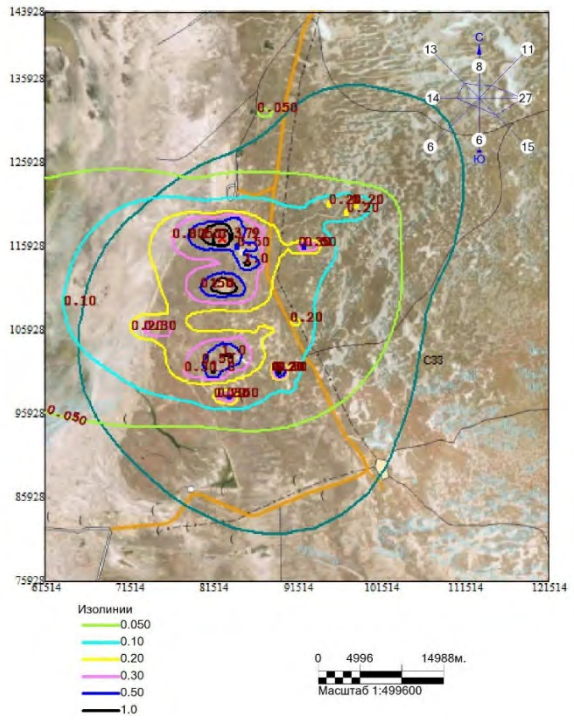


Рисунок 4.2.6-3. Карта-схема канцерогенного воздействия

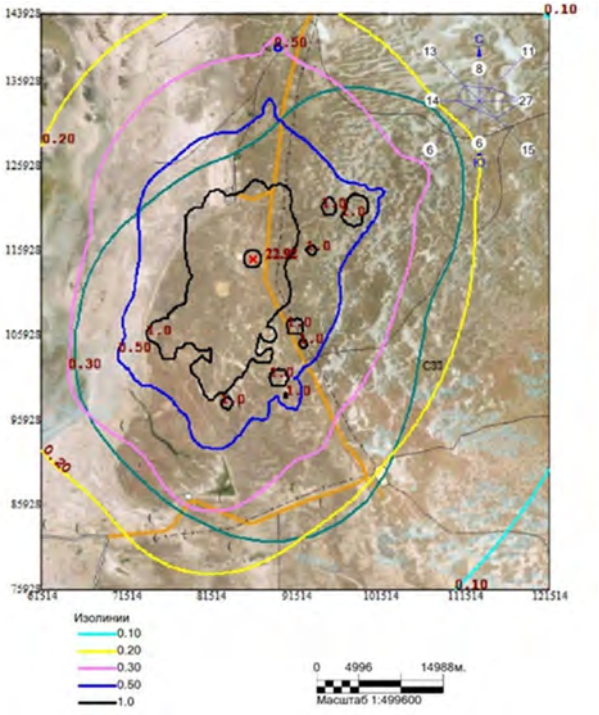


Рисунок 4.2.6-4. Карта-схема не канцерогенного острого воздействия

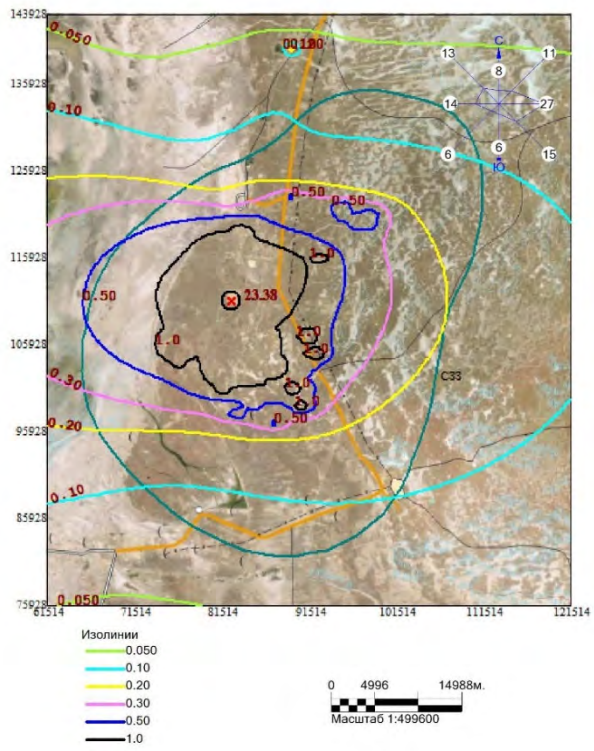


Рисунок 4.2.6-5. Карта-схема не канцерогенного хронического воздействия

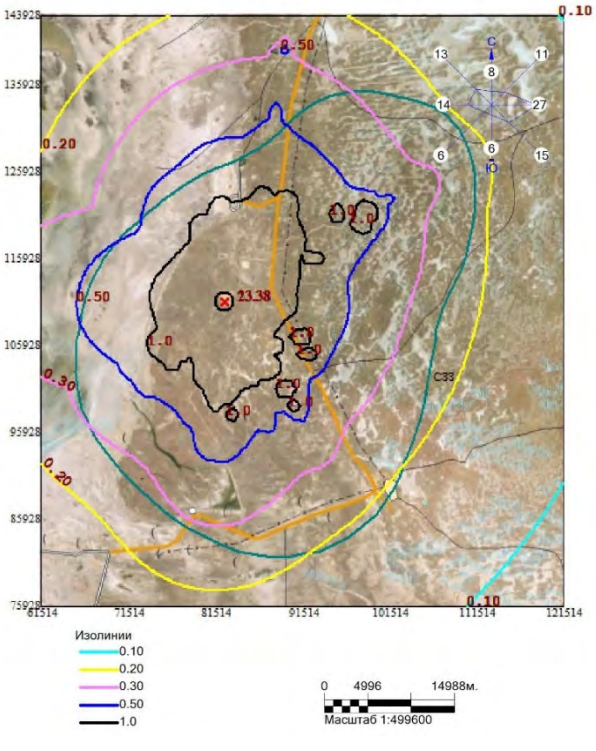


Рисунок 4.2.6-6. Показатели расчетной санитарно-защитной зоны, по оценки риска здоровью населения

Расчетное обоснование размера СЗЗ по физическим фактором воздействия

В соответствии с СП № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022**,** для производственных объектов при определении размеров санитарно-защитной зоны должны учитываться воздействия физических факторов. Из физических факторов воздействия на окружающую среду при эксплуатации объектов воздействие наибольшего масштаба ожидается на акустическую обстановку.

Согласно расчётам акустического (физического) воздействия, проведённым в данном ООВВ (раздел 4.8), предельно допустимый уровень для дневного времени суток для жилых мест (55 дБА, достигается на расстоянии не более 5,0 км от основных объектов действующего производства. Таким образом, зона превышения допустимого уровня акустического воздействия, создаваемая действующим производством, значительно меньше размера Установленной СЗЗ 2005г (рисунок 4.2.6-7).

Воздействие физических факторов от объектов ТОО «Тенгизшевройл» не является определяющим фактором размера СЗЗ и не превышает минимальной СЗЗ по санитарной классификации производства.

Расчетное обоснование размера СЗЗ по гипотетическим аварийным ситуациям

В главе 6 настоящего ООВВ приведены сведения о возможных причинах возникновения аварий, возможные неблагоприятные последствия аварий, а также проведена оценка риска аварий.

В «Декларации промышленной безопасности объектов ТОО «Тенгизшевройл», 2020 года проведен анализ последствий аварий и определены зоны воздействия наиболее опасных событий на персонал, сооружения и оборудование на объектах ТШО.

Для выбросов углеводородных продуктов это обычно выражается через расстояния от места аварии до границ воздействия.

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) всех возможных сценариев аварий, обусловленных всеми возможными инициирующими событиями, (включая оценки ожидаемых частот возникновения инициирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии).

Последствия аварий могут быть различными в зависимости от скорости выброса, скорости и направления ветра, других факторов, а также от того, происходит или не происходит возгорание.

Для расчета уровня возможного вреда от конкретных событий определялись опасные зоны теплового излучения, зоны повышенного давления и опасные концентрации токсичных веществ.

Максимальные расстояния при разных смоделированных последствий были рассчитаны для следующих видов аварий:

- *факельный пожар* – расстояние для уровня излучения 37,5 - 44 кВт/м^2;
- *взрыв облака газовоздушной смеси* – расстояние для давления ударной волны 20 и 100 кПа;
- *«огненный шар» / ВРПКЖ* – расстояние для уровня излучения 37,5- 44 кВт/м^2;
- *токсичное воздействие* – расстояние для концентрации 440, 700 и 1000 ppm сероводорода;
- *токсичное воздействие продуктов сгорания углеводородов* – расстояние для смертельных концентраций сернистого газа и паров соляной кислоты.

Анализ последствий аварий устанавливает различные зоны воздействия наиболее опасных событий на персонал и оборудование. Наибольший радиус воздействия обусловлен токсичным воздействием газа, содержащего сероводород. Радиус расчётной изолинии с концентрацией 440 ppm составляет:

- при гипотетических авариях на площадках добывающих скважин – 21 км;
- при прорыве трубопровода от ЗВП до НК ЗСГ – 3,3 км;
- 3,6 км при прорыве нагнетательных линий (Сценарий С5) – 3,6 км.

На данных расстояниях будет проведена эвакуация персонала. Рассчитанные зоны воздействия по указанным выше критериям ограничены границей, установленной СЗЗ и не затрагивают вахтовые посёлки и населённые пункты.

Из оценок последствий аварий следует, что любое тепловое воздействие и ударная волна от взрыва парогазовоздушной смеси при аварийных выбросах опасных продуктов на объектах ТШО представляют опасность только персоналу ТШО и подрядчиков, но не угрожают третьим лицам, включая население близлежащих поселков. Зоны травмирования персонала от теплового воздействия при пожарах и ударной волны при взрывах также не выходят за пределы опасных объектов ТШО.

Выводы: *Ведущими факторами для определения размера СЗЗ являются химическое загрязнение атмосферного воздуха, минимальные нормативные размеры СЗЗ по санитарной классификации производства (определённые от крайнего ряда эксплуатационных скважин и производственных технологических объектов), а также расчетная оценка риска состоянию здоровья населения. Выполненное в соответствии с действующими требованиями Санитарных правил № КР ДСМ-2 и Методики № 265 расчетное обоснование размеров СЗЗ подтвердило достаточность Установленного размера СЗЗ 2005 г. Расчетные зоны превышения максимально разовых и среднегодовых концентраций загрязняющих веществ, зоны превышения допустимого риска воздействия химических факторов загрязнения атмосферного воздуха здоровью населения, зоны превышения предельно допустимого уровня физического воздействия, минимальный размер СЗЗ по санитарной классификации производственных объектов - находятся в пределах Установленной СЗЗ 2005 г. (рисунок 4.2.6-7).*

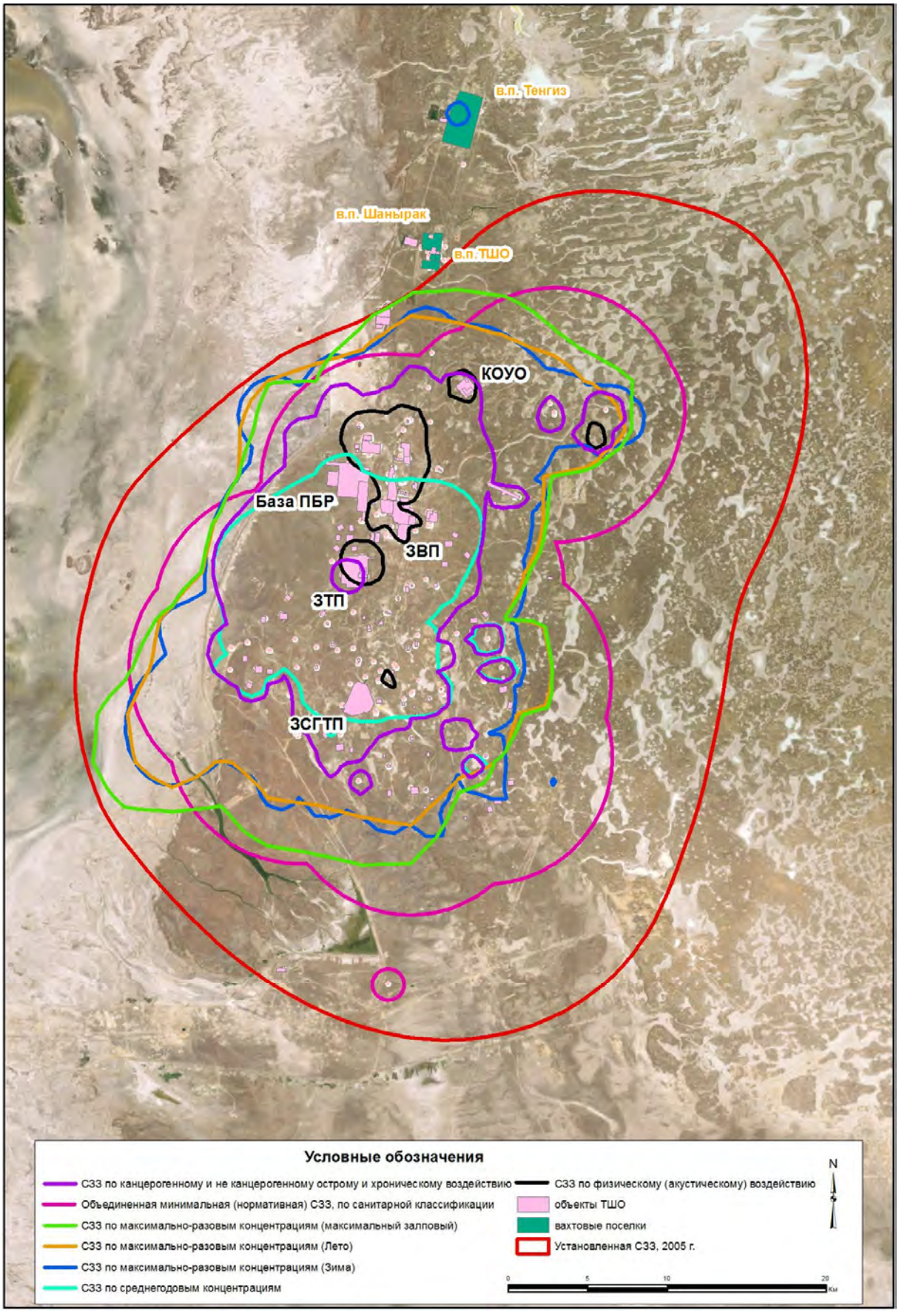


Рисунок 4.2.6-7. Результаты расчетного обоснования размера СЗЗ

4.2.7. Рекомендации по организации экологического контроля

В соответствии со статьей 282 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, должна быть предусмотрена система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов.

Производственный мониторинг атмосферного воздуха, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников осуществляется путем измерений в соответствии с утвержденным перечнем измерений, относящихся к государственному регулированию. При невозможности проведения мониторинга путем измерений допускается применение расчетного метода.

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».

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

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.

В настоящее время ТШО проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Тенгизшевройл» на 2023 год».

Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдения за параметрами технологических процессов, обеспечивающих работу в штатном режиме, для подтверждения того, что показатели деятельности организации находятся в диапазоне, который считается целесообразным для надлежащей эксплуатации и соблюдения условий техрегламента данного производства. Эти параметры обычно отслеживаются датчиками давления, температур, влажности, освещения и т.д. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователем.

Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения установленных нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников и их влияния на качество атмосферного воздуха осуществляется в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК и условиями, установленными в экологическом разрешении.

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферу ЗВ с использованием следующих методов:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной химической лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (дымовые трубы печей нагрева и дожига, котельных, водогрейных котлов, выхлопные трубы парогенераторов и турбин);
- расчетный метод с использованием действующих в Республике Казахстан методических документов. Этот метод применяется для мониторинга выбросов факелов, неорганизованных и мелких организованных источников выбросов.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ на источнике проводится при технической возможности обустройства пробоотборной точки, изучении и уточнении фактических параметров технологического процесса перед проведением регулярных измерений (СТ РК ГОСТ Р ИСО 10396 -2010).

В число обязательно контролируемых веществ инструментальным методом должны быть включены основные загрязняющие вещества – *оксиды азота*, *углерода оксид*, *серы диоксид*.

Периодичность контроля – 1 раз в квартал согласно «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля (Приложение 1 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК, от 14.07.2021 года № 250).

Для котлов, работающих в отопительный период – 1 раз в квартал в период работ.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов также контролируются параметры газовоздушной смеси (температура, скорость), которые, наряду с объемом выбросов, определяют максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Замеры производятся непосредственно в газоходах и в дымовых трубах источников загрязнения атмосферы через специальные пробоотборные отверстия в трубе (газоходе) для отбора проб на организованных источниках выброса.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ проводится в соответствии с аттестованными методиками.

В период нормирования мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферу на основных источниках выбросов ТШО рекомендуется проводить по существующей схеме - методом прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов.

Согласно ст. 186 Экологического Кодекса РК мониторинг эмиссий в окружающую среду на объектах I категории должен включать в себя использование автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду.

Функционирование автоматизированной системы мониторинга, осуществляемые ею измерения, их обработка, передача, хранение и использование должны соответствовать требованиям законодательства Республики Казахстан в области технического регулирования, об обеспечении единства измерений и об информатизации.

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферу на основных источниках выбросов ТШО может проводиться по существующей схеме, до внедрения автоматизированной системы мониторинга (АСМ) эмиссий на источниках предприятия с учетом технических и нормативных требований к АСМ согласно «Правилам ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22.06.2021 года № 208).

В 2024 году в рамках внедрения АСМ согласно новому рабочему проекту «Модернизация установок на автоматизированные системы мониторинга» (2022 г.) ТОО «Тенгизшевройл» планирует ввод в эксплуатацию анализаторов на следующих источниках загрязнения атмосферы:

№	Местоположение	Объект	Номер ИЗА
1	2	3	4
1,2	КТЛ -1	Установка 500. Нитка 1 и 2. Дымовая труба X-501	0099
3,4	КТЛ -2	Установка 500. Нитка 1 и 2. Дымовая труба X-501	0113
5	ЗВП	Установка 500. Дымовая труба X-501	0310
6	КТЛ-1	Демеркаптанизация. Термический окислитель X-031-Y-1504A	0412
7	КТЛ-1	Демеркаптанизация. Термический окислитель X-031-Y-1504B	0413
8	ЗВП	Газовая турбина ТГ9.1 / Теплоутилизационный парогенератор ТУГП-1. Главная дымовая труба Y-9443	0487
9	ЗВП	Газовая турбина ТГ9.2 / Теплоутилизационный парогенератор ТУГП-2. Главная дымовая труба Y-9483	0488
10	ЗСГ	Газовая турбина GTGC-2901. Дымовая труба	0192
11	Внешнезаводские объекты	Газовая турбина ТГ6.5 (UT34GT65). Дымовая труба	0131
12	Внешнезаводские объекты	Газовая турбина ТГ6.6 (UT34GT66). Дымовая труба	0132
13	Внешнезаводские объекты	Газовая турбина ТГ6.7 (UT34GT67). Дымовая труба	0216

Автоматизированный мониторинг эмиссий в окружающую среду будет осуществляться непрерывно, за исключением случаев поверки (калибровки), ремонта, аварийных ситуаций.

Данные со средств измерений, осуществляющие непрерывные измерения за эмиссиями, будут передаваться в режиме реального времени (онлайн) в необработанном виде в информационную систему уполномоченного органа.

На время планового отключения автоматизированной системы мониторинга оператор объекта обеспечивает переход на еженедельный инструментальный контроль (при невозможности допускается применение расчетного метода), на время нештатного отключения обеспечивает ежедневный инструментальный контроль в зоне воздействия предприятия (или данные с автоматизированных постов).

4.2.8. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Согласно ст. 210 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК под неблагоприятными метеорологическими условиями для целей настоящего Кодекса понимаются метеорологические условия, способствующие накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха в концентрациях, представляющих опасность для жизни и /или здоровья людей.

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обусловливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое. К ним можно отнести приподнятые инверсии с расстоянием от земли 0,01-0,1 км, туманы, сочетание неблагоприятных факторов, например, когда при опасной скорости ветра (скорость, при которой возможна максимальная концентрация в точке на местности) ожидается приподнятая инверсия в сочетании с неблагоприятным направлением ветра.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует своевременное регулирование выбросов или их кратковременное снижение при заблаговременном прогнозировании таких условий.

При возникновении неблагоприятных метеорологических условий в городских и иных населенных пунктах местные исполнительные органы соответствующих административно-территориальных единиц обеспечивают незамедлительное распространение необходимой информации среди населения, а также в соответствии с настоящим Кодексом вводят временные меры по регулированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период неблагоприятных метеорологических условий.

Информация о существующих или прогнозных неблагоприятных метеорологических условиях предоставляется Национальной гидрометеорологической службой в соответствующий местный исполнительный орган и территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, которые обеспечивают контроль за проведением юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями мероприятий по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период действия неблагоприятных метеорологических условий.

Согласно п. 9 Приложения 3 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утверждённая. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 года № 63) мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее - НМУ) разрабатываются при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.

В районе расположения производственных объектов ТОО «Тенгизшевройл» ближайшими населенными пунктами является пос. Косчагыл, удаленные от месторождения Тенгиз, более чем на 80 км в северо-восточном направлении. Кроме того, в настоящее время в районе ТШО отсутствуют действующие пункты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха (справки РГП «Казгидромет» от 12.04.2023 г., Приложение 4.5-1).

Согласно «Методике по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298) мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями «Казгидромет» проводятся прогнозирования НМУ.

Согласно разъяснению НИИ «Атмосфера», «для объектов, расположенных на суше, на расстоянии 7-10 км от ближайшего жилья, организация работ по регулированию выбросов в периоды НМУ не осуществляется» (№ 52/33-07 от 30.01.2004 г., НИИ Атмосфера, С-Петербург).

Выводы: В связи с удаленностью расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл» от населенных пунктов (более 50 км), отсутствием системы наблюдений за качеством атмосферного воздуха и системы оповещения о наступлении НМУ на территории Тенгизского месторождения, разработка мероприятий по кратковременному снижению выбросов на период наступления НМУ для объектов ТОО «Тенгизшевройл» в Атырауской области ***нецелесообразна.***

4.2.9. Прогнозная оценка воздействия на атмосферный воздух

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

Качество атмосферного воздуха в районе разработки Тенгизского нефтяного месторождения, связано с деятельностью объектов по добыче, переработке и транспорту углеводородного сырья, не только ТОО «Тенгизшевройл», но и других предприятий.

В целях оценки характеристики состояния атмосферного воздуха и влияния ТОО «Тенгизшевройл» в таблице 4.2.9-1, приведены данные за последние три года (2019-2021 годы) по данным «Бюро национальной статистики РК».

Таблица 4.2.9-1 Статистические данные

Регион/предприятие	Выбросы загрязняющих веществ, тыс. тонн		
	2019	2020	2021
1	2	3	4
Республика Казахстан	**2 483,1**	**2 441,0**	**2 407,5**
Атырауская область	***164,5***	***153,9***	***160,3***
ТОО «Тенгизшевройл»	65,1	63,4	77,3

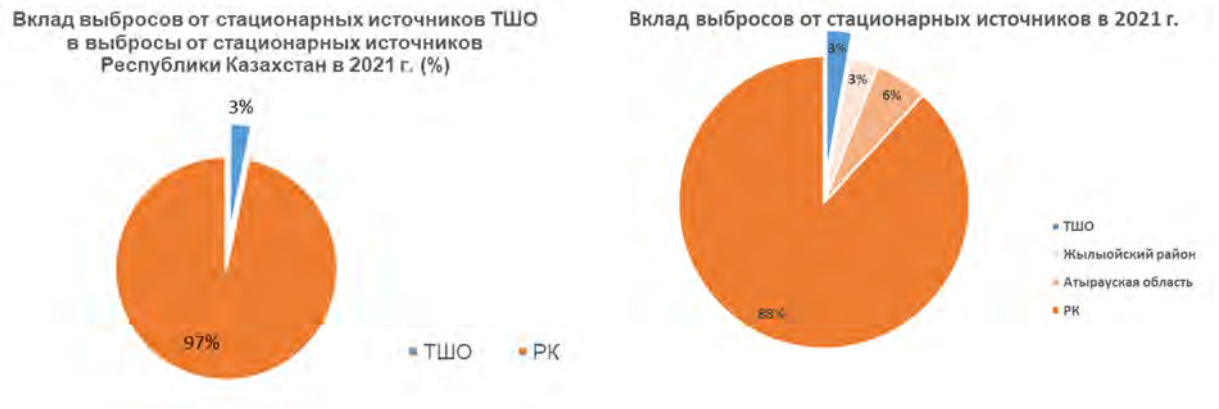


Рисунок 4.2.9-1. Вклад ТОО «Тенгизшевройл» в общие выбросы загрязняющих веществ за 2021 год, %

Как видно из диаграмм (рисунок 4.2.9-1), ТОО «Тенгизшевройл», является незначительным вкладчиком в объемы выбросов в целом по Республики Казахстан и средним по Атырауской области.

Оценка воздействия на атмосферный воздух выполнена, согласно методологическим подходам, указанным в Разделе 4.1.

Особенности местного климата способствуют рассеиванию загрязняющих веществ в атмосфере. В среднем за год преобладающим направляем ветра является восточное направление, таким образом большая часть выбросов будет рассеиваться в стороне от населённых пунктов.

Площадь зоны воздействия (С>1 ПДК) по группе суммации «диоксид азота + диоксид серы» составляет более 100 км^2 (рисунок 4.2.3-2), что соответствует региональному масштабу воздействия.

Производственная деятельность ТОО «Тенгизшевройл» относится к I категории по классификации согласно статье 12 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. № 400-VI ЗРК, т.е. по интенсивности оказывает сильное воздействие на атмосферный воздух.

Продолжительность буровых работ и эксплуатация объектов ТОО «Тенгизшевройл» – более 5 лет, что определяется, как многолетнее воздействие.

Результаты оценки воздействия на атмосферный воздух сведены в таблицу 4.2.9-2.

Таблица 4.2.9-2 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Тип воздействия	Категории воздействия, балл			Категория значимости (балл)
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Воздействие на качество атмосферного воздуха	Региональный 4	Многолетнее 4	Сильное 4	Высокая 64
Результирующая значимость воздействия (Вариантов 1-9)				Высокая значимость

Оценка воздействия на атмосферный воздух выполнена для действующего производства с намечаемой на ней деятельностью, связанной с продолжением промышленной разработки месторождения Тенгиз и представленной в «Проекте разработки месторождения Тенгиз (ПРМ), ТОО «Тенгизшевройл».

Альтернативность вариантов разработки месторождения Тенгиз, в большей степени касается планов компании ТОО «Тенгизшевройл» по добыче и переработки нефти и газа, которые влияют на такие показатели, как рентабельность и экономическая эффективность.

С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством и назначением скважин (добывающие и нагнетательные), а также уровнем годовых (проектных) оборотов нефти и газа.

Как показал сравнительный анализ (раздел 4.2.4) валовых выбросов загрязняющих веществ, Варианты: базовый и 1 (рекомендуемый), а также со 2-го по 9-й, предложенные в ПРМ имеют одинаковое максимальное воздействие – 182 703,8858 т/год, тогда как объемы выбросов по Варианту 4 на 0,08% больше (182 841,291 т/год).

В данном ООВВ, раздел 7 «Меры по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных воздействий» приведены мероприятия технического и организационного характера, по уменьшению воздействия на атмосферный воздух.

Реализация предложенных мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволит обеспечить соблюдение качества атмосферного воздуха, соответствующее нормативным критериям, и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн при эксплуатации оборудования при проведении проектируемых работ.

Выводы: *При реализации «Проекта разработки месторождения Тенгиз ТОО «Тенгизшевройл», на атмосферный воздух будет оказано воздействие высокой значимости. Масштаб оказываемого воздействия не будет превышать размеры установленной санитарно-защитной зоны.*

4.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

4.3.1. Источники и виды воздействия

В рамках Отчета о возможных воздействиях рассматривается бурение добывающих скважин, а также новых газо- или водонагнетательных скважин для заводнения и ППД, входящих в объём проекта разработки месторождения. На настоящий момент разработка недр, включая бурение скважин, выполняется действующим производством ТШО, согласно «Технологической схемы разработки Тенгизского нефтяного месторождения».

При строительстве как добывающих, так и газо-/водонагнетающих скважин, при проведении КРС на них факторы воздействия на подземные воды можно разделить на две группы: факторы воздействия на верхние водоносные горизонты и факторы воздействия на глубоко залегающие горизонты.

При строительстве глубокой скважины основными источниками загрязнения почвогрунтов, которые в свою очередь могут стать потенциальными источниками загрязнения подземных вод верхнего водоносного горизонта являются:

при бурении скважин:

- блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросит);
- циркуляционная система;
- насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей);
- устье скважины;
- запасные емкости для хранения промывочной жидкости;
- вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента);
- отходы бурения (шлам, буровые сточные воды, отработанный буровой раствор);
- емкости горюче-смазочных материалов;
- двигатели внутреннего сгорания;
- котельные;
- химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов;
- топливо и смазочные материалы;
- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- твердые бытовые отходы;

при испытании скважины:

- перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- фонтанная арматура;
- продувочные отводы;
- минерализованные пластовые воды;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее опасными для почвогрунтов и первого от поверхности водоносного горизонта является буровой раствор, отработанный буровой раствор, буровой шлам, буровые сточные воды. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ всех классов, в т.ч.

нефти и нефтепродуктов, растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов.

Для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины предусмотрены несколько типов буровых растворов.

Современные буровые комплексы весьма тщательно оборудованы необходимыми приспособлениями, не позволяющими попаданию загрязняющих компонентов в окружающую среду. В случае возникновения проблем, связанных с целостностью ствола скважин может быть увеличено содержание бентонита в фильтрате бурового раствора, если осложнения продолжаются (осыпи, сужения ствола скважины) рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений. Для того, чтобы следить за содержанием твердой фракции в буровом растворе, циркуляционная система буровой установки будет оснащена оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы, таким как вибрационные сита, гидроциклонные песко-илоотделители, центрифуги.

Наиболее сильным потенциальным загрязнителей почво-грунтов и подземных вод *верхнего водоносного комплекса* могут быть буровые сточные воды. Основными точками водопользования и водоотведения на буровой являются насосная группа, дизельный блок, рабочая площадка буровой вышки, блок очистки буровых растворов, циркуляционная система, блок приготовления реагентов, блок емкостей с запасным буровым раствором. Указанные места являются источником образования и загрязнения буровых сточных вод. Буровые сточные воды представляют собой многокомпонентные устойчивые суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества, находящиеся в них в виде взвесей в растворенном и коллоидном состоянии. В растворенном виде в них присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и растворенные в воде химреагенты. Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные частицы, 80 % которых имеют размеры 2 мкм. Устойчивость последних дополнительно усиливается химреагентами, стабилизирующими водоглинистые суспензии. Таким образом, представленный состав буровых сточных вод свидетельствует о довольно высоком уровне их загрязненности и требует принятия специальных мер, исключающих загрязнения ими объектов среды.

Пластовые воды, полученные при опробовании скважин, могут содержать не только растворенные, но и малорастворимые минералы (силикаты, алюмосиликаты, ферросиликаты и т.д.). Основные минеральные вещества, входящие в состав пластовых вод, представлены солями натрия, калия, кальция, магния, а основными солями пластовых вод являются хлориды и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов, а также углеводороды сырой нефти. Попутная пластовая вода высокоминерализованная. Извлекаемые при опробовании пластовые воды утилизируются/вывозятся, что является основанием для суждения об отсутствии воздействия этих вод на верхние интервалы земли.

Все эти вопросы более подробно будут рассмотрены в техническом проекте на строительство каждой из добывающих и газо-/водонагнетающих скважин. Также техническим проектом будет предусмотрен необходимый комплекс мероприятий, исключающих осложнения при бурении скважин и, тем самым, исключающих попадание и проникновение буровых растворов, отработанных буровых растворов, извлекаемых при опробовании вод и т.д. в почво-грунты и далее в подземные воды верхнего горизонта.

К факторам воздействия *на глубокие водоносные горизонты* могут быть отнесены нарушения сплошности водоносного горизонта, обусловленные затрубным перетеканием при отсутствии соответствующей цементации заколонного пространства. Но такая ситуация относится к разряду аварийных.

В штатном режиме производства буровых работ перетоки между водоносными горизонтами исключены, поскольку будет обеспечена надежная изоляция и разобщение водоносных горизонтов при высоком качестве цементирования (заглубление башмака эксплуатационной колонны в водонепроницаемые породы и их цементирование на всю длину, что позволяет достичь надежной герметизации ствола скважины с целью разобщения водоносных горизонтов). Качественная цементация является залогом отсутствия заколонных перетоков.

Современные буровые растворы, промывочные жидкости являются сложными по химическому составу. Проникновение их при бурении в стенки скважины естественно не может не загрязнять прискважинное пространство. Однако дальность проникновения этих растворов незначительна, не предвидятся значительные поглощения, а потому рассматривать такой фактор воздействия как источник загрязнения подземных вод вряд ли имеет основание.

На территории ТШО, на Полигоне закачки производственных сточных вод, осуществляется **закачка очищенных сточных вод** в подземные горизонты неокомских водоносных отложений. Закачка предусмотрена в соответствии с утвержденными проектами «Геологического отчета по обоснованию увеличения объемов закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР» прошедшим апробацию в 2023 году, «Дополнением к утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР» от 2021 года, а также проектом «Модернизация системы сточных вод ЗВП» и «Проектом ПДС загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и в подземные горизонты объектов ТОО «Тенгизшевройл».

Закачка всего объема сточных вод в период полномасштабной разработки месторождения будет осуществляться в прежнем режиме как по объему закачки (11,0 тыс. $м^3$/сутки, 4015.0 тыс.$м^3$/год), так и по составу закачиваемых вод (производственные сточные, связанные с технологическими процессами производства нефти и газа, прошедшие подготовку на очистных сооружениях). Закачка будет осуществляться в тот же самый неокомский горизонт.

Для захоронения промстоков используется готеривский песчаный горизонт неокомского резервуара. Он характеризуется достаточно высокими фильтрационными свойствами и надёжно изолирован от вышележащего водоносного комплекса альб-сеноманских отложений.

Неокомский резервуар (поглощающий коллектор) сложен отложениями валанжинского, барремского и готеривского ярусов. Готеривский песчаный пласт – основной пласт неокомского резервуара, используемый для захоронения промышленных стоков, представлен мелкозернистыми песками с прослоями глин, обладающий достаточно высокими фильтрационными свойствами и залегающий на относительно небольшой глубине 1220-1760 метров.

Сверху неокомский резервуар перекрывается прослеживающийся в региональном плане мощной пачкой глин аптского водоупора суммарной толщиной 80 - 115 м. Региональным водоупором неокомских отложений являются мощные карбонатные отложения верхней юры, имеющие региональное распространение.

В соответствии с «Проектом закачки промстоков Тенгизского комплекса», проводятся испытания приемистости нагнетательных скважин при их обустройстве и периодическая промывка с целью восстановления приемистости при эксплуатации. Процесс закачки будет проводиться с соблюдением технологического регламента, который обеспечивает рациональное использование неокомского водоносного горизонта.

Гидравлической связи с вышележащим водонасыщенным пластом неокома при закачке не обнаружено и в региональном плане связи неокомского резервуара с Каспийским морем не наблюдается. От ложа моря кровлю неокомского резервуара отделяет километровая толща пород.

Воздействие на недра при освоении месторождений Тенгиз и Королевское будет связано с извлечением пластового флюида, что может привести к постепенному падению пластового давления, возможному увеличению сжатия, изменению пористости породы и, как следствие, возможному образованию просадок и росту наведенной сейсмичности.

Закачка добываемого сопутствующего газа или воды в продуктивный пласт будет способствовать поддержанию физических параметров пласта (пористости породы, пластового давления) в пределах, обеспечивающих возможное образование просадок и возможный рост наведенной сейсмичности в расчетно-допустимых пределах. Эти процессы контролируются при проведении геодинамического мониторинга.

По данным многолетнего геодинамического мониторинга аномальных проявлений геодинамических процессов выявлено не было, величины просадок и наведённой сейсмичности не являются критическими, находятся в расчетно-допустимых пределах и на данный момент не представляют опасность для разработки месторождения и окружающей среды. Зона просадок территориально совпадает с зоной падения пластового давления. Увеличение силы микросейсмических явлений не зафиксировано, а количество и магнитуда этих явлений низка в сравнении с опубликованными данными по большинству нефтяных месторождений во всем мире.

Для контроля отклонения показателей сейсмичности и просадок от ожидаемого безопасного уровня проводится, и в дальнейшем будет проводиться постоянный геодинамический мониторинг.

Возможное воздействие на подземные воды будет связано с возможным изменением уровня и гидрохимического режима грунтовых вод. Территория будет занята оборудованием, постройками и покрыта асфальтом, что локально изменит условия естественного стока атмосферных осадков, их инфильтрации, и, следовательно, условия формирования подземных вод: усиление или ослабление водообмена, изменение уровней, напоров, скоростей движения, смешения водоносных горизонтов, не перекрытых водоупором. Это, а также уплотнение грунтов, произошедшее при строительстве, может вызвать повышение уровня грунтовых вод.

Учитывая, что гидродинамический и гидрохимический режимы подземных вод тесно связаны, при возможном повышении уровня грунтовых вод и увеличении испарения может измениться водно-солевой баланс грунтовых вод, а также их гидрохимический состав в результате контакта с новыми водовмещающими породами.

Гидрогеологические условия территории находятся в прямой зависимости от геологического строения, морфологических особенностей рельефа и климата. Циркуляция грунтовых вод, вследствие незначительных гидравлических уклонов, затруднена, и режим подземных вод практически имеет застойный характер.

В соответствии с проектными решениями все объекты, являющиеся потенциальными источниками воздействия на подземные воды, будут выполнены согласно специализированным технологическим конструкциям, размещены на обустроенных площадках, что практически исключает воздействие на подземные воды при условии строго соблюдения проектных решений при эксплуатации в штатном режиме.

Мероприятия по охране недр в процессе бурения скважин на месторождении Тенгиз предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленного в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих производство работ при строительстве скважин;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учёт извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между горизонтами;
- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;
- надёжную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надёжную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении;
- в случае утечки/пролива ГСМ принять своевременные меры по устранению последствий согласно процедурам ТШО:
  - необходимо иметь постоянный запас сорбирующего материала на месте работ;
  - уменьшение дорожной дегрессии, а именно ограничение на нецелевое использование дорог. То есть предлагается ездить по уже построенным дорогам или по одной и той же полевой дороге, чтобы снизить негативное воздействие на почву и животный, и растительный мир.

По завершению бурения запланированы работы по восстановлению нарушенных земель.

Работы по освоению эксплуатационной наклонно-направленной скважины на месторождении Тенгиз будут проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники, при достаточно высокой экологической культуре персонала.

4.3.2. Оценка воздействия

Сооружение нагнетательных и наблюдательных скважин, проведение КРС сопряжено с пребыванием/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.

При снижении пластового давления возможны просадки и явления наведённой сейсмичности. Учитывая проведение работ по закачке попутного газа/воды воды (альб-сеноманского комплекса), с целью поддержания пластового давления, в соответствии с технологическим регламентом, извлечение пластовых флюидов при эксплуатации скважин не приведет к значительному уплотнению пород, пластовым деформациям и, соответственно, просадками или приращению сейсмической интенсивности. Воздействие проектируемого и действующего производств оценивается как местного масштаба, многолетнее, слабой интенсивности.

При закачке очищенных производственных сточных вод, объем закачки не изменится, не изменится и состав закачиваемых сточных вод. Закачка будет осуществляться в тот же самый неокомский резервуар, характеризующийся обстановкой весьма затруднённого водообмена, обладающий достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами. По результатам наблюдений за процессом закачки за более чем 20-летний период, воздействия закачки на геологическую среду не наблюдалось. Гидравлической связи с вышележащими водонасыщенными отложениями не выявлено, в региональном плане взаимосвязи неокомского резервуара с Каспийским морем не наблюдается.

Новые объекты согласно проекту разработки месторождения будут оказывать влияние на грунты зоны аэрации и первый от поверхности водоносный горизонт подземных вод путём изменения гидродинамического и гидрохимического режима грунтовых 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 ограниченного масштаба, многолетнее, с низкой интенсивностью.

В таблице 4.3.1 приводится бальная оценка воздействия на геологическую среду и подземные воды на этапах реализации проектных решений от всех вариантов кроме вариантов 4 и 8, где в качестве жидкости для ППД будут использоваться воды альб-сеноманского комплекса. Закачка рабочего агента (вода) на максимальный год составит 15537,7 тыс.м^3/год для обоих вариантов.

Таблица 4.3.1 Оценка воздействия на геологическую среду и подземные воды

Источники и виды воздействия	Категория воздействия			Значимость воздействия балл
	Пространственный масштаб балл	Временной масштаб балл	Интенсивность балл	
Геологическая среда				
Механические нарушения поверхностного слоя, связанные с земляными работами и бурением	Локальный 1	Средней продолжительности 2	Слабая 2	**Низкая 4**
Физическое присутствие производственных объектов, трубопроводов, автодорог, скважин	Ограниченное 2	Многолетнее 4	Слабая 2	**Средняя 16**

Источники и виды воздействия	Категория воздействия			Значимость воздействия балл
	Пространственный масштаб балл	Временной масштаб балл	Интенсивность балл	
Подземные воды (для вариантов 1-3, 5-7, 9)				
Нарушение поверхностного стока	Локальный 1	Многолетнее 4	Слабая 2	**Низкая 8**
Изменение гидродинамического и гидрохимического режима подземных вод	Ограниченное 2	Многолетнее 4	Слабая 2	**Средняя 16**
Подземные воды альб-сеноманского комплекса (для вариантов 4 и 8)				
Изменение уровней	Ограниченное 2	Многолетнее 4	Умеренное 2	**Средняя 16**
Изменение гидродинамического и гидрохимического режима подземных вод	Ограниченное 2	Многолетнее 4	Умеренное 2	**Средняя 16**

Воздействие в результате реализации проектных решений геологическую среду и подземные воды оценивается как воздействие низкой и средней значимости. Воздействие будет ограничено временным земельным и горным отводом.

По воздействию на подземные воды наиболее рациональными являются варианты без ППД способом заводнения, а именно 1-3, 5-7 и 9 варианты.

Воздействие при эксплуатации новых объектов и объектов действующего производства на геологическую среду, неразрывно связано ввиду разработки одних и тех же месторождений углеводородов. Кумулятивная (совокупная) значимость воздействия при эксплуатации - средняя.

ТШО проводит, планирует проводить и совершенствовать систему мониторинга, для того чтобы вовремя предупредить какие-либо негативные последствия закачки газа (воды) и производственных сточных вод, геодинамических процессов.

Значимого изменения состояния первого от поверхности горизонта подземных вод, а также глубоких водоносных горизонтов в которые производится закачка стоков и альб-сеноманского комплекса откуда извлекаются воды для ППД по степени отклонения от условно фонового, после ввода объектов в эксплуатацию не прогнозируется.

4.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Водные объекты рассматриваемой территории представлены временными и, как правило, бессточными поверхностными водотоками (протоками) и сорами, представляющими собой замкнутое бессточное понижение различного генезиса с временным пересыхающим водоемом и образованием солончаков в пределах его днища, а также – Каспийским морем. Ближайший водоток пресных вод – река Жем находится на расстоянии около 40 км. Уклон местности в сторону Каспийского моря минимален.

Северная часть Каспийского моря в пределах Республики Казахстан относится к государственной заповедной зоне, в которой действуют общие и специальные ограничения режима пользования. Также при осуществлении хозяйственной деятельности в пределах зоны влияния сгонно-нагонных колебаний уровня моря должны соблюдаться экологические требования, обозначенные в ЭК РК (Глава 19).

Объекты месторождения располагаются за защитной дамбой, общей протяженностью 160 км и высотой от 2,5-5,0 м, ограничивающей сгонно-нагонные колебания уровня моря в районе месторождения Тенгиз. В последние годы, по причине продолжающегося снижения уровня моря, лишь в редких случаях при экстремальных нагонах, вода на непродолжительное время достигает дамбы.

При разработке месторождения Тенгиз основное потенциальное воздействие на поверхностные воды в районе планируемых работ может быть оказано при:

- воздействии на водоохранные зоны и полосы;
- выпадении ЗВ из атмосферы;
- изъятии пресной воды из р.Кигач.

Водоохранные зоны и полосы. Ширина водоохранной зоны в Атырауской области по берегу Каспийского моря принимается равной 2 км. Ширина водоохранной зоны в Жылыойском районе на протяжении более 200 километров, принимается 2000 метров, кроме участка месторождения «Тенгиз» и участка, расположенного севернее месторождения «Тенгиз» (участки лицензионной территории добычи и для проектно-изыскательских работ по размещению объектов обустройства) согласно утвержденной проектной документации «Разработка проекта по внесению корректировок в прохождение границ водоохранных зон Каспийского моря в части землепользования ТОО «Тенгизшевройл». Ширина водоохранной зоны на этих участках принимается – 1000 м. Ширина водоохраной полосы на побережье Каспийского моря в Жылыойском районе варьирует от 50 до 198 м от отметки среднемноголетнего уровня моря, равной минус 27 метра. (*Постановление Атырауского областного акимата от 12 апреля 2012 года № 99, с изменениями).*

Расстояние от отметки уровня моря -27 м до дамбы превышает 2 км. Границами водоохраной зоны могут служить естественные и искусственные рубежи или препятствия, исключающие возможность поступления в водные объекты поверхностного стока с вышележащих территорий, такие как дамбы.

Таким образом, все объекты разработки месторождения Тенгиз располагаются вне водоохраной зоны Каспийского моря. Воздействие на водоохранные зоны и полосы *не ожидается*.

Выпадение ЗВ из атмосферы. Выпадение ЗВ из атмосферы, можно отнести к косвенным воздействием. Однако учитывая потенциальное существование такого воздействия, по заказу ТШО ранее были проведены исследования на предмет изменения состава вод Каспийского моря в результате выпадений из воздушной среды.

Анализ изменений состава вод Каспийского моря и химического состава почв в результате поступления загрязняющих веществ из воздушной среды выполнен по заказу ТШО АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского» [23]. Анализ проведен на основе моделирования процесса дальнего переноса загрязняющих веществ в атмосфере и их выпадений при эксплуатации действующих и проектируемых объектов ТШО с учётом выбросов других источников Европы и Казахстана, выполненного НИИ «Атмосферы» Российской Федерации [22].

ЗВ переносятся воздушными массами на большие расстояния. При переносе загрязнители претерпевают химические превращения, сухое и влажное осаждение. Кроме потенциальных воздействий на качество атмосферного воздуха соединения NOx и SO_2 могут подвергаться трансформации в присутствии кислорода воздуха и атмосферной влаги, приводя к образованию кислотных (подкисленных) осадков.

Институтом органического катализа и электрохимии была разработана модель для расчетов изменений качественных и количественных показателей (pH, содержание нитратов и сульфатов) вод и почв в результате выпадений загрязняющих веществ из воздушной среды.

Определены пороговые (критические) значения объёмов загрязняющих веществ, поступающих из воздушной среды в морскую воду: рассчитана максимальная концентрация ионов водорода в морской воде и максимально допустимое количество кислотных осадков соединений серы и азота, приводящее к закислению морской воды до нижнего нормативного значения pH = 6,5 (РНД 01.01.03-94. Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан).

Следует отметить, используемая модель основана на принятии ряда допущений. Так, например, не учитываются такие процессы, как волнение, течения и перемешивание, которые должны приводить к снижению концентрации кислот в исследуемых зонах, не учитывалось постоянное пополнение вод Каспийского моря гидрокарбонатами. Таким образом, изменения параметров качества вод, рассчитанные согласно модели, имеют завышенные значения, что соответствует оценке наихудшего сценария развития ситуации.

В результате проведенных исследований и моделирования был сделан вывод, что ввод в эксплуатацию всех проектируемых объектов ТШО не приведет к ощутимому изменению pH и солевого состава вод, и не окажет отрицательного воздействия в кратко-, средне- и долгосрочной перспективах даже в квадрате максимального воздействия всех источников (122-92). Так, изменение pH в краткосрочной (ΔpH = 0,1182) и среднесрочной (ΔpH = 0,4151) перспективах будет меньше сезонных колебаний (ΔpH = 0,6-0,8), при этом вклад объектов ТШО в изменение pH будет настолько незначительным, что за год составит примерно 0,17%, а за 5 лет 0,10% от суммарного изменения pH.

Изменение pH в долгосрочной перспективе составит 1,1156; в квадрате максимального воздействия всех действующих источников pH достигнет значения 6,88 - что выше сезонных колебаний pH воды. При этом вклад действующих и проектируемых объектов ТШО в изменение pH составит около 0,08%.

Изменение солевого состава воды в результате кислотной седиментации от всех источников в квадрате максимального воздействия (122-92) также не приведет к критическим значениям даже через 30 лет. Так, за этот период времени концентрация сульфатов увеличится всего на 0,95% или на 28,4 мг/л и будет составлять около 3030,4 мг/л (ПДК сульфатов для морских вод 3500 мг/л), а максимальная концентрация нитратов будет составлять около 7,1 мг/л (ПДК нитратов = 40 мг/л). При этом вклады ТШО в изменение концентрации нитратов составит около 0,46%, а сульфатов — примерно 0,12% от общего

изменения концентрации солей в результате кислотной седиментации от всех действующих и проектируемых источников, расположенных в Атырауской области.

Ежегодное поступление нитратов и сульфатов в результате кислотной седиментации от всех источников также будет незначительным по сравнению с поступлениями этих веществ из Волги. Так, вклад кислотной седиментации от всех действующих источников Европы и Казахстана и проектируемых источников Атырауской области в поступление сульфатов в воды Каспийского моря составляет 1,29% (из них от объектов ТШО около 0,01%), поступление нитратов будет более значительным и составит 17,05% (из них от объектов ТШО около 0,23%).

Максимальные значения влажной седиментации соединений азота от объектов ТШО составляют 0,004% действующие и 0,009% действующие и проектируемые от порогового значения; от всех объектов Европы и Казахстана составляют 0,59% от порогового значения, как для действующих объектов, так и для действующих и проектируемых. Максимальные значения влажной и сухой седиментации соединений серы более значительны. Так, влажная седиментация серы от всех источников составляет порядка 4 % от порогового значения, а сухая седиментация – 1%. В свою очередь значения кислотной седиментации серы от объектов ТШО настолько незначительны (0,33%), что даже не превышают 1% от порогового значения.

Качество воды Каспийского моря на акватории, наиболее приближенной к территории ТШО, в целом в настоящее время соответствует предельно допустимым концентрациям. Тенденции к понижению величины pH - не отмечается (раздел 2.3.2.2, табл. 2.3.2.1-2.3.2.2). Таким образом, по результатам многолетнего мониторинга, воздействие от действующего производства ТШО на морские воды не фиксируется.

Эксплуатация всех действующих объектов Европы и Казахстана, а также объектов месторождения Тенгиз не окажет влияния на изменение кислотности и концентрации сульфатов, нитратов в водах Каспийского моря в краткосрочной (1 год), среднесрочной (5 лет), долгосрочной (30 лет) перспективах даже в квадрате максимального выпадения.

Принимая во внимание отсутствие поверхностных водотоков (рек) на территории проекта, воздействия на них при дальнейшей разработке не ожидается.

Все проектные решения в части охраны и использования водных ресурсов, соответствуют существующим требованиям охраны поверхностных вод РК. Принятые проектные решения по рациональному использованию водных ресурсов по сбору, очистке и использованию сточных вод сводят до минимума возможность загрязнения ими подстилающей поверхности и прилегающей территории (см. раздел 4.9).

Основным потенциальным воздействием на поверхностные воды можно считать - выпадение ЗВ из атмосферы в море с учетом всех объектов разработки месторождения Тенгиз в период их эксплуатации. Продолжительность такого совокупного/кумулятивного воздействия будет многолетней, пространственный масштаб – местный, а интенсивность, учитывая выявленный вклад объектов ТШО и буферную способность морских вод – незначительной. ТШО не осуществляет свою деятельность на Каспийском море, не использует воды моря, не сбрасывает стоки в море и не планирует этого делать при дальнейшей полномасштабной разработке по всем вариантам. Таким образом, влияние проекта разработки месторождения Тенгиз на Каспийское море минимально и ограничивается только косвенным воздействием через атмосферный перенос, влияние которого не превышает пределов естественной изменчивости.

*Изъятие пресной воды из р Кигач. В*оздействие на поверхностные водные ресурсы будет оказывать потребление на производственно-бытовые нужды пресных вод реки Кигач.

Принятые технические решения за счет оборотного водоснабжения предусматривают использование после очистки более 40% необходимых водных ресурсов. Расчет водопотребления и водоотведения по проекту приведен в разделе 4.9.

По имеющимся фондовым данным, годовой сток реки Кигач колеблется от 18,5 км^3/год до 19,7 км^3/год. Расчетное потребление свежей воды при реализации ПРМ составляет 4700,0 тыс. м^3/год (0,0047 км^3/год).

Водозабор на реке Кигач по пространственному воздействию оценивается как локальный (1 балл), по временному масштабу как многолетний (4 балла), по интенсивности воздействия изъятие пресных ресурсов - слабое (2 балла). Значимость воздействия – низкая (8 баллов).

В таблице 4.4.1 приводятся итоги оценки потенциального воздействия на поверхностные воды от всех вариантов разработки месторождения Тенгиз.

Таблица 4.4.1 Матрица оценки воздействия на поверхностные воды

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значи-мость
	Пространст-венный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Загрязнение поверхностных вод выпадениями из атмосферного воздуха	Местный (3)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	12	**Средняя**
Изъятие пресной воды из р. Кигач	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	8	**Низкая**

4.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

Использование земельных ресурсов. Степень воздействия при изъятии сельскохозяйственных угодий из производства определяется площадью изъятых земель, интенсивностью ведения сельскохозяйственного производства, количеством занятого в нем местного населения, близостью крупных населенных пунктов.

В пределах СЗЗ Тенгизского месторождения сельскохозяйственного производства не ведется, местное население не проживает.

Основные площади земель, используемые при полномасштабной разработке месторождения, находятся на Лицензионной территории добычи, в пределах СЗЗ и землеотвода месторождения Тенгиз. Они относятся к категории земель промышленности. Вследствие сильного засоления и очень низкого содержания элементов питания они мало пригодны для ведения сельского хозяйства. Возможное сельскохозяйственное назначение земель – низко продуктивные сезонные пастбища. Значительные площади, занятые сорами, вообще не пригодны для ведения сельскохозяйственного производства.

Учитывая эти факторы, можно сделать вывод о том, что, использование земель при реализации всех вариантов дальнейшей разработки месторождения Тенгиз практически не окажет влияния на систему землепользования. Поэтому ожидается, что воздействие будет локальным по масштабу, многолетним по продолжительности и незначительным по интенсивности.

Механические нарушения. Почвенный покров на территории размещения объектов разработки месторождения представлен большей частью приморскими луговыми почвами и приморскими солончаками. Значительные площади занимают техногенно-нарушенные земли. Бурые пустынные почвы, пески и солончаки соровые не имеют широкого распространения.

В целом, почвенный покров территории ТШО обладает слабой устойчивостью к техногенным механическим воздействиям.

Учитывая равнинный слаборасчлененный характер рельефа и малое количество осадков, проведение ремонтных работ и бурения скважин существенного воздействия на изменение дренированности территории и характер увлажнения почв не окажет.

Природные экосистемы и в частности почвы, в различные сезоны года находятся в различном состоянии, поэтому их реакция на антропогенные воздействия будет неоднозначной. Исходя из учета особенностей основных компонентов экосистем, при ремонтных работах наиболее благоприятной в экологическом отношении может быть следующая схема проведения земляных работ:

- в экосистемах с суглинистыми нормальными и солонцевато-солончаковатыми зональными почвами земляные работы можно проводить в любое время года;
- в экосистемах с легким субстратом (супесчаные почвы) нежелательным временем проведения работ является весна;
- на экосистемах с приморскими, обыкновенными и соровыми солончаками наиболее благоприятным периодом для ведения земляных работ является зима.

После прекращения механических воздействий будет происходить восстановление почв в исходное естественное состояние. Скорость восстановления почв в исходное состояние будет неодинаковой. Наиболее быстро будут восстанавливаться почвы гидроморфного и полугидроморфного рядов, если воздействие на них было оказано не в переувлажненном состоянии. Скорость восстановления зональных почв будет медленнее и в значительной степени определяться составом растительности. Медленными темпами будет происходить

восстановление сильнозасоленных почв. Солончаки соровые после сильных механических нарушений полностью не восстанавливаются.

На нарушенных землях в соответствии с требованиями Земельного и Экологического кодексов РК необходимо проведение технической рекультивации. Рекультивация земель проводится в соответствии со специально разработанными и согласованными с уполномоченными органами по охране окружающей среды и управлению земельными ресурсами рабочими проектами. Проекты рекультивации разрабатываются в соответствии с Инструкцией по разработке проектов рекультивации нарушенных земель (утв. приложением 1 к Приказу и.о. Министра национальной экономики РК от 17 апреля 2015 г. № 346) и другими нормативными документами.

В районе проведения работ транспортная инфраструктура развита хорошо и будет максимально использована. В целом, при разработке месторождения Тенгиз, воздействие от механических нарушений при различного рода ремонтных работах и бурении скважин будет: локальное, кратковременное и слабое.

Загрязнение почв выпадениями из атмосферного воздуха. Природными геохимическими особенностями территории Северо-Восточного Прикаспия является повышенное содержание мышьяка, серы, в отдельных случаях - меди. Аридность климатических условий территории, ксерофитный характер изреженной растительности со значительным участием галофитов, широкое распространение засоленных почвообразующих пород обуславливают низкую гумусированность почв, слабую выщелоченность от карбонатов и легкорастворимых солей.

При разработке месторождения возможно слабое химическое загрязнение почв за счет загрязнения воздуха выбросами предприятия и выпадением загрязняющих веществ на земную поверхность. Попадание загрязняющих веществ в почвы возможно при работе оборудования и установок месторождения, с выбросами выхлопных газов автотранспорта и техники, а также в случаях утечек горюче-смазочных материалов в местах стоянки и обслуживания техники.

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 нейтральных химических соединений.

Анализ изменений химического состава почв в результате поступления загрязняющих веществ из воздушной среды от объектов ТШО (совокупное влияние) был выполнен ранее АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского» [23]. Анализ проведен на основе моделирования процесса дальнего переноса загрязняющих веществ в атмосфере и их выпадений при эксплуатации действующих и проектируемых объектов ТШО [22]. По результатам моделирования установлено, что в процессе эксплуатации действующих и проектируемых объектов ТШО, все почвы сохранят буферные свойства, т.е. проявление кумулятивного эффекта и изменения свойств почв – не ожидается.

Мощная карбонатная система пустынных почв способна выдержать достаточно высокие нагрузки подобного рода 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 наземных 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 и политике ТШО.

Результаты оценки проектируемых операций на почвы для всех вариантов полномасштабной разработки месторождения Тенгиз приведены в таблице 4.5.1.

Таблица 4.5.1 Матрица оценки воздействия на почвы

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значи-мость
	Пространст-венный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Использование земельных ресурсов	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Механические нарушения почвенного покрова (при ремонтах и бурении)	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	2	**Низкая**
Загрязнение почв выпадениями из атмосферного воздуха	Местный (3)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	12	**Средняя**

4.6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

4.6.1. Устойчивость видов к антропогенным воздействиям

Растительный покров является одним из восприимчивых к внешним воздействиям компонентов природной среды. Устойчивость растительного покрова зависит от следующих параметров: видового состава, его разнообразия, проективного покрытия травянистого покрова и т.д.

Устойчивость растительности к разным факторам воздействия неодинаковая. К основным критериям оценки устойчивости обычно относят: способность фитоценозов противостоять нарушениям (сохранение структуры, видового состава, сохранение высоких показателей жизненности растений); скорость их восстановления; устойчивость отдельных видов.

При этом, как правило, выделяют 4 степени устойчивости растительности к антропогенным факторам среды: устойчивая; среднеустойчивая; слабоустойчивая (относительно быстро восстанавливающаяся и медленно восстанавливающаяся); неустойчивая.

На экологическую чувствительность и устойчивость растительности влияют следующие природно-климатические факторы: количество и ритм осадков, колебания уровня моря, колебание уровня грунтовых вод, особенности характера подстилающих почв, а также жизненные формы и фенологический ритм растений.

Влажный год, к примеру, с одной стороны, благоприятствует хорошему развитию эфемеров и эфемероидов, а с другой – при несоблюдении регламента движения транспорта способствует более сильному развитию механических нарушений почвенно-растительного покрова. В первую очередь это касается гидроморфных засоленных почв, на которых развиваются солянковые сообщества.

В местах с постоянным техногенным воздействием, сначала наблюдается выпадение из травостоя наиболее чувствительных к нему растений, ведущее к обеднению видового состава и нарушению естественной структуры коренных сообществ. Затем постепенно происходит снижение жизнеспособности и обилия (массовости) типичных представителей тех или иных сообществ с одновременным увеличением разнообразия сорных элементов и их значения в структуре сообществ. Со временем коренные сообщества заменяются модифицированными или вторичными, обладающими иными составом и структурой сообществами или временными неустойчивыми растительными группировками.

Наиболее неустойчивыми являются сообщества с доминированием однолетних видов на почвах лёгкого механического состава. Эти почвы легче и быстрее разрушаются, однако именно на них в силу их физико-химических свойств (рыхлое сложение и малое содержание токсичных солей) быстрее идёт восстановление растительности. В пределах территории месторождения на песках и песчаных разностях бурых солончаковатых почв распространены сообщества, составляющие формации: пырея ломкого (еркека), полыни белоземельной и п. Лерховской, а также терескена роговидного.

При механических нарушениях наиболее ранимыми растениями оказываются однолетники. Обычно они погибают уже при самом поверхностном нарушении почвенного слоя. К наиболее широко распространённым на рассматриваемой территории однолетникам, формирующим собственные сообщества, относятся: однолетние солянки (с. Паульсена, с. натронная, климакоптера мясистая, к. супротивнолистная и некоторые другие). Более устойчивыми, являются полынные фитоценозы и сообщества с доминированием терескена.

Среднеустойчивыми являются полынные фитоценозы на засоленных бурых почвах. На таких почвах нарушенный растительный покров будет восстанавливаться весьма медленно.

Наиболее устойчивыми оказываются сообщества с доминированием многолетников, обладающих мощной, проникающей вглубь и разветвлённой корневой системой (дерновинные злаки (пырей ломкий), полыни, сарсазан, изень, терескен, жантак). К таким, наиболее широко распространённым фитоценозам, относятся, например, приуроченные к солончакам приморским и луговым приморским солончаковым почвам многолетнесолянковые сообщества. На рассматриваемой территории самыми многочисленными являются фитоценозы с доминирование сарсазана шишковатого. К сравнительно устойчивым можно отнести и луговые сообщества с преобладанием злаков (тростника и бескильницы), распространённые также на приморских луговых почвах.

Кроме того, довольно устойчивыми к техногенному воздействию являются также луговые сообщества, распространение которых связано с наличием воды (поля испарения и т. д.) и луговых приморских солончаковых почв. Эти почвы способствуют быстрому и лучшему восстановлению нарушенной луговой растительности.

Говоря об устойчивости растений с учётом ритма фенологических фаз, следует отметить, что наименее чувствительными к любым типам нарушений оказываются растения, находящиеся в фазе покоя. В это время активность всех жизнеобеспечивающих процессов резко снижается и растения подобно многим животным впадают в спячку. Наиболее чувствительными (восприимчивыми) к нарушениям оказываются растения, находящиеся в фазах: активного роста, цветения и плодоношения. В этот период происходит активизация жизнеобеспечивающих процессов: дыхания, питания (корневого), сокодвижения и т. п. Большинство доминирующих в растительном покрове рассматриваемой территории видов растений цветут и плодоносят сравнительно поздно (сарсазан зацветает в августе, плодоносит в сентябре, а климакоптера мясистая – в июле – сентябре соответственно и т. д.).

Таким образом, наиболее устойчивыми к механическим нарушениям являются растительные сообщества с доминированием многолетних (в том числе полукустарничков и кустарничков) видов на луговых приморских слабозасолённых почвах средне- и тяжелосуглинистого механического состава. Наименее устойчивые – сообщества с доминированием однолетних видов, приуроченные к почвам лёгкого механического состава.

4.6.2. Источники воздействия и оценка воздействия на растительный покров

Реализация проекта разработки месторождения будет проводиться на территории, характеризующейся: засушливым климатом; отсутствием поверхностных водотоков и пресной воды; разветвленной сетью соров; преобладанием растительности сообществ галофитных пустынь; относительно бедным растительным покровом с низкой первичной продуктивностью.

Использование земель. Проект разработки месторождения рассматривает эксплуатацию объектов месторождения до конца срока рентабельной добычи по вариантам разработки. Основные площади земель, используемые при полномасштабной разработке месторождения, находятся на Лицензионной территории добычи, в пределах СЗЗ и землеотвода месторождения Тенгиз, где растительность в предыдущие годы уже претерпела изменения в результате частичного преобразования первичных биотопов. Опыт наблюдений за восстановлением (самозарастанием) техногенно нарушенных земель на территории ТШО, позволил выявить динамические тенденции изменения состава и структуры растительных сообществ.

Восстановление фитоценозов на нарушенных территориях проходит через ряд последовательных стадий. В течение первых 2-х лет происходит зарастание однолетними солянки (климакоптера мясистая, супротивнолистная), с постепенным увеличением

проективного покрытия. Однолетнесолянковые ассоциации преобладают в течение 5-6 лет. На следующей стадии постепенно увеличивается участие многолетних солянок (сарсазан, поташник) и полыней (полыни однопестичная и белоземельная). На заключительной стадии идёт формирование полынных и злаковых фитоценозов.

На территории месторождения отсутствуют природные участки (биотопы) с высоким биоразнообразием растительности по сравнению с обширными территориями за территорией месторождения, занятыми аналогичными местообитаниями в регионе. Как показывают исследования современного состояния (Раздел 2), естественное число видов за годы разработки не снижается и их снижение не ожидается при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз (согласно ст. 133 ЭК РК).

Воздействие проекта разработки месторождения на растительность в результате использования земель предполагается *локальным* по площадному масштабу, *многолетним* по продолжительности и *незначительным* по интенсивности.

Механические нарушения. Физическое воздействие, выражающееся в непосредственном или опосредованном механическом нарушении растительности, сильной интенсивности как это происходит на этапе строительства, при эксплуатации объектов при реализации Проекта разработки месторождения оказываться не будет.

Проведение ремонтных работ, связанных с земляными работами на объектах месторождения, а также бурение скважин при разработке месторождения Тенгиз могут привести к уничтожению естественного растительного покрова на такой площадке и частичное механическое нарушение вокруг площадок. Прямое механическое воздействие возможно также при движении транспорта вне дорог, когда происходит полное или частичное нарушение растительного покрова. В районе ведения проектируемых работ транспортная инфраструктура хорошо развита, поэтому масштабные механические нарушения в ходе дорожной дигрессии не ожидаются.

В качестве мер снижения остаточного воздействия предусмотрена организация и контроль движения транспорта, запрет езды по несанкционированным автодорогам и бездорожью. Эти и другие мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на растительное биоразнообразие, смягчение последствий таких воздействий согласно ст. 240 ЭК РК представлены в Разделе 7.5.

При полномасштабной разработке месторождения воздействие от механических нарушений при различного рода ремонтных работах и бурении скважин будет: *локальное*, *кратковременное* и *слабое*.

Загрязнение растительности выпадениями из атмосферного воздуха. В результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, возможно, их проникновение в организм растений при дыхании или корневом питании.

Можно выделить следующие основные пути воздействия загрязнения атмосферного воздуха на формирование химического состава растений:

- Изменение концентрации элементов в почве в результате поступления от различных наземных источников и атмосферного осаждения и накопления в почвенном профиле;
- Поглощение ряда элементов в виде газообразных соединений атмосферных выбросов загрязняющих веществ и накопление их в тканях растений;
- Нарушение обмена веществ в результате действия фитотоксичных газов.

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 Тенгизского месторождения, где основной фон создают весьма устойчивые к засолению растения логично предположить, что их устойчивость и в отношении атмосферного загрязнения достаточно высока.

Тяжёлые металлы, оказывающие наибольшее негативное воздействие на растительность не характерны для состава выбросов в атмосферу от оборудования и установок месторождения Тенгиз. 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 ТШО (Раздел 2), так же констатируют, что в настоящее время накопления ЗВ в почвах не происходит, вследствие чего негативного влияния на растительность в следствии загрязненности почв – 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 остаётся недостаточно изученной. Предельно допустимых концентраций для растительности не установлено. В связи с этим обсуждение устойчивости растительности к воздействию рассматривается совместно с устойчивостью почв, как с базовым компонентом почвенно-растительного покрова.

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 [«Анализ изменений состава поверхностных вод Каспийского моря и химического состава почв в результате поступления загрязняющих веществ из воздушной среды от объектов ТОО «Тенгизшевройл» Институт органического катализа им. Д.В. Сокольского, 2014]. Проведённая оценка воздействия на почвы (см. Раздел 4.5) показала, что количества 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 полномасштабной разработке месторождения Тенгиз будет – *местным* по площадному масштабу (с учетом всех источников), *многолетним* по продолжительности и *незначительным* по интенсивности.

Результаты оценки проектируемых операций на растительность для всех вариантов разработки месторождения Тенгиз приведены в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1 Матрица оценка воздействия на растительность

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интег-ральная оценка	Значи-мость
	Пространст-венный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Использование земель	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Механические нарушения растительного покрова (при ремонтах и бурении)	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	2	**Низкая**
Загрязнение растительности выпадениями из атмосферного воздуха	Местный (3)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	12	**Средняя**

Выводы: Воздействие на растительное биоразнообразие по значимости оценивается как воздействие слабой и средней значимости в основном вследствие длительного временного масштаба такого воздействия. Основное воздействие приходится на территорию земельного отвода площадок и месторождения в целом. Воздействие на растительный покров за границей СЗЗ оказано не будет. В районе ведения проектируемых работ транспортная инфраструктура хорошо развита, поэтому масштабные механические нарушения в ходе дорожной дигрессии не ожидаются.

Дальнейшая полномасштабная разработка месторождения не вызовет необратимых изменений и сокращений популяций видов растительности, существенного сокращения ареалов основных групп растений, а также потери биоразнообразия. Проектируемые работы не окажут никакого неблагоприятного воздействия на генетический фонд представителей растительного мира (ст. 241 ЭК РК). Существенное негативное воздействие на сохранение благоприятного состояния видов и природных ареалов (согласно ст. 133 ЭК РК) оказано не будет. Изъятия территорий местообитания растений, занесённых в Красную книгу, не произойдёт.

4.7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

4.7.1. Устойчивость видов к антропогенным воздействиям

Дифференцированная реакция разных видов животных – наиболее общая закономерность биоценотического ответа на антропогенное преобразование ландшафтов. Чем больше амплитуда колебаний фактора, при которой организм может сохранять жизнеспособность, тем выше его устойчивость.

Степень устойчивости к антропогенным воздействиям различных видов животных определяется способностью природных популяций сохранять и поддерживать свою структуру.

Периоды наименьшей устойчивости к техногенному воздействию включают в себя такие периоды жизненного цикла животных как гнездование, размножение, линька, миграция, нагул. Для всех групп наземных позвоночных период наименьшей устойчивости к техногенному воздействию приходится в основном на апрель – июль. В зимние месяцы в основном период наибольшей устойчивости к антропогенному воздействию.

Большинство видов насекомых имеют весенний, весенне-летний и летний периоды появления и размножения взрослой стадии развития, определяющие низкую степень устойчивости к антропогенным воздействиям, связанной с сезонной активностью.

Суточную активность пустынных насекомых можно условно разбить на два вида: виды с дневной и ночной активностью. Период наименьшей степени устойчивости (размножение, высокая численность) приходится на апрель-май (для видов весеннего типа размножения), май-июнь (весенне-летний тип размножения), июнь-июль (летний тип размножения).

Птицы наименее устойчивы к техногенному воздействию в период гнездования (апрель - середина июля). В этот период они могут бросить кладки и маленьких птенцов и переместиться на другой участок, что приведет к потере потомства этого года. В период линьки (июль - август) птицы так же не устойчивы к беспокоящим их факторам и могут покинуть территорию, но есть вероятность, что после исчезновения фактора беспокойства, они могут вернуться.

Антропогенное влияние, вызывает различную реакцию у разных видов животных. Все животное население рассматриваемой территории по степени устойчивости к антропогенному воздействию можно разделить на три группы:

- Уязвимые – это наиболее чувствительные к антропогенному воздействию виды.
- Пластичные – виды, хорошо приспосабливающиеся к изменяющимся условиям.
- Индифферентные виды. Устойчивые виды, численность которых практически остается неизменной в результате воздействия.

Наиболее уязвимыми видами можно считать виды, имеющие низкую численность, плотность, низкую экологическую валентность, низкий темп воспроизводства популяции, негативное отношение к присутствию человека. Под данные критерии, в первую очередь, попадают редкие виды, занесенные в Красную книгу РК, потенциально уязвимые в силу своих биологических особенностей, виды, широко распространенные, но находящиеся под угрозой исчезновения или сокращающие свою численность и ареал в результате антропогенного воздействия.

Уязвимыми являются представители герпетофауны – змеи и ящерицы. Помимо случайной гибели под колёсами транспорта и при земляных работах, змеи могут уничтожатся людьми независимо от видовой принадлежности из страха быть укушенными. Уязвимыми на рассматриваемой территории можно так же считать виды хищников: волк, корсак, хорь,

лиса. Способность укрываться, избегать преследования и мигрировать в поисках пищи и укрытий определяет их пластичность.

К пластичным относятся бабочки видов *Pieris rapae, Plutella maculipennis,* из рептилий разноцветная ящурка, птицы – ласточки, воробьи. Грызуны довольно пластичны, способны интенсивно размножаться (два раза в году) и легко адаптируются к техногенному воздействию, поэтому численность этих видов, после этапа строительства, будет быстро восстановлена.

Наибольшей степенью устойчивости (наименьшей степенью уязвимости) на рассматриваемой территории характеризуются фоновые виды грызунов (песчанки) и земноводные (зеленая жаба) – индифферентные виды. Зеленая жаба способна интенсивно размножаться, используя пересыхающие водоёмы, и большую часть года проводят в норах и в состоянии спячки, чем объясняется их устойчивость к антропогенному воздействию. Так же довольно индифферентны большинство видов насекомых: *Curtonotus armeniacus, Cardioderus chloroticus, Acinopus striolatus, Tenthyria gigas, Anatolica subguadrata, Pimelia cephalotes, Trigonoscelis giganteus, Blaps pruinosa, Pontia daplidice, Cosmia paleacea, Phytometra gamma, Chazara persephone, Vanessa cardui, Pyrgomorpha bispinosa deserti, Duroniella kalmyka*. Из рептилий к устойчивым видам можно отнести узорчатого полоза и степную агаму, из птиц – жаворонков, каменок, удода, некоторых представителей группы водно-болотного комплекса.

4.7.2. Источники воздействия и оценка воздействия на животный мир

Реализация проекта разработки месторождения будет проводиться на территории, характеризующейся: засушливым климатом; отсутствием поверхностных водотоков и пресной воды; разветвленной сетью соров; преобладанием растительности сообществ галофитных пустынь; относительно бедным растительным покровом с низкой первичной продуктивностью.

Использование земель. Проект разработки месторождения рассматривает эксплуатацию объектов месторождения до конца срока рентабельной добычи по вариантам разработки. Основные площади земель, используемые при полномасштабной разработке месторождения, находятся на Лицензионной территории добычи, в пределах СЗЗ и землеотвода месторождения Тенгиз, где животный мир в предыдущие годы уже претерпел изменения в результате частичного преобразования первичных биотопов. На территории месторождения отсутствуют природные участки (биотопы) с высоким биоразнообразием представителей животного мира по сравнению с обширными территориями за территорией месторождения, занятыми аналогичными местообитаниями в регионе. На территории месторождения существует достаточно большой природный ареал для поддержания популяций животных и сохранение данного ареала ожидается в долгосрочной перспективе. Как показывают исследования современного состояния (Раздел 2) естественное число видов животных за годы разработки не снижается и их снижение не ожидается при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз (согласно ст. 133 ЭК РК). Таким образом, негативное воздействие от использования земель при разработке месторождения будет *незначительным* по интенсивности воздействия, *местным* по площади и *многолетним* по продолжительности.

Физическое присутствие объектов. Объекты разработки месторождения Тенгиз (установки, трассы трубопроводов, дороги и т.д.) могут помешать перемещению животных на этой территории. Основным мигрирующим видом млекопитающих на рассматриваемой территории является сайга, однако пути миграции сайги не проходят через территорию месторождения, данный вид на территории ТШО с начала 2000-х годов не отмечен.

Учитывая, что на рассматриваемой территории основные пути миграции наземных позвоночных животных не проходят, нарушение путей миграции при дальнейшей разработке месторождения не произойдёт.

Миграция птиц над территорией ТШО проходит широким фронтом, не образуя концентрированных потоков перелетных птиц, основной миграционный коридор проходит вдоль береговой линии Каспийского моря, западнее расположения объектов полномасштабной разработки месторождения Тенгиз. При миграции птицы как правило перемещаются на больших высотах. Наземные работы не являются препятствием для мигрирующей авифауны.

В связи с малочисленностью животных на данной территории, и их динамичностью, и отсутствием угрозы для миграции диких животных воздействие на животный мир при разработке месторождения Тенгиз ожидается: *местным* по масштабу, *многолетним* по продолжительности и *незначительным* по интенсивности.

Физические факторы воздействия. При эксплуатации шум, свет и вибрация, производимые оборудованием и присутствием людей, могут оказать отпугивающее действие, естественно ограничивая нахождение животных вблизи технологического оборудования.

Тепло и свет факельных установок будут служить отпугивающим фактором для свободно передвигающихся птиц, поэтому они, как правило, не будут попадать в зону теплового воздействия.

Ночное освещение привлекает насекомых к источникам света. Гибель представителей энтомофауны будет происходить в результате прямого контакта с высокой температурой осветительных приборов и движущимся автотранспортом. Данное воздействие не приведёт к значительному изменению энтомофауны рассматриваемой территории, к тому же насекомые обладают наибольшей степенью устойчивости к неблагоприятным антропогенным воздействиям.

Гибель птиц возможна при столкновении с проводами и опорами ЛЭП, а также при воздействии электрического тока на особей, часто садящихся на опоры и столбы линий электропередач. При соблюдении природоохранных мероприятий при эксплуатации ЛЭП с защитными устройствами (согласно ст. 240 ЭК РК) количество погибших птиц будет минимальным (см. Раздел 7.6).

В целом, воздействие на животный мир физических факторов воздействия при полномасштабной разработке месторождения Тенгиз будет *локальным*, *многолетним*, *незначительным*.

Загрязнение атмосферного воздуха. При полномасштабной разработке месторождения предполагается работа многочисленного транспорта, установок и оборудования. В результате работ в атмосферу будет выбрасываться определенное количество загрязняющих веществ. Учитывая хорошую рассеивающую способность атмосферы в данном районе, прямого негативного воздействия на животных при реализации проекта – не ожидается. Для животных нормативы ПДК не разработаны, однако известно, что для большинства животных резкие запахи зачастую могут являться отпугивающими, а содержание вредных веществ могут вызвать соответствующие изменения, как и во всех живых организмах.

В виду того, что рассматриваемые местообитания находятся в пределах СЗЗ, вероятно негативное воздействие загрязняющих веществ на животных, обитающих вблизи производственных объектов. Передвижение птиц невозможно полностью контролировать, на здоровье отдельных особей, приблизившихся по случайным причинам к источникам

загрязнения атмосферного воздуха, может быть оказано негативное воздействие. Воздействие на других животных не ожидается, поскольку внешнее ограждение, будет предотвращать попадание животных на промплощадки. Более крупные животные, в результате присутствия людей будут уходить на безопасное расстояние, в результате химическое воздействие на них будет очень слабым.

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. Негативного воздействия на обитателей Каспийского моря, также оказано не будет, так как установлено что свойства воды не изменятся (Раздел 4.4).

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 *местным*, *многолетним* и *незначительным*.

Для снижения негативного влияния на животный мир в целом, необходимо выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные площадки;
- поддержание в чистоте территории работ;
- исключение несанкционированных проездов вне дорожной сети;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.

Эти и другие мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие представителей животного мира, смягчение последствий таких воздействий согласно ст. 240 ЭК РК, представлены в Разделе 7.6.

Воздействие на животный мир при полномасштабной разработке месторождения Тенгиз при всех вариантах разработки месторождения с учетом внедрения мероприятий, оценивается следующим образом:

Таблица 4.7.1 Матрица оценки воздействия на животный мир

Источник воздействия (объект воздействия)	Категория воздействия			Интегральная оценка	Значимость
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия		
Использование земель	Местный (3)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	12	**Средняя**
Физическое присутствие объектов	Местный (3)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	12	**Средняя**
Физические факторы воздействия	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	4	**Низкая**
Загрязнение атмосферного воздуха	Местный (3)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	12	**Средний**

Выводы: Воздействие на биоразнообразие представителей животного мира по значимости оценивается как воздействие средней значимости в основном вследствие длительного временного масштаба такого воздействия.

Основное воздействие приходится на территорию земельного отвода площадок и месторождения в целом. Воздействие на животный мир за границей СЗЗ оказано не будет.

Дальнейшая полномасштабная разработка месторождения не вызовет необратимых изменений и сокращений популяций видов животного мира, существенного сокращения ареалов основных групп животных, а также потери биоразнообразия. Проектируемые работы не окажут никакого неблагоприятного воздействия на генетический фонд представителей животного мира (ст. 241 ЭК РК). Существенное негативное воздействие на сохранение благоприятного состояния видов животного мира и природных ареалов («экологический ущерб» согласно ст. 133 ЭК РК) оказано не будет.

Для участков природных ареалов, представляющих особую ценность для поддержания популяций, размножающихся и мигрирующих видов животных, либо угодьям, относящимся к особо охраняемым природным территориям, при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз негативные последствия не прогнозируются. Изъятия территорий местообитания животных, занесённых в Красную книгу, не произойдёт.

4.8. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

4.8.1. Источники и виды воздействия

Месторождение Тенгиз является объектом хозяйственной деятельности, связанной с производством продукции, выполнением работ и оказанием услуг, которые осуществляются с использованием процессов, оборудования и технологических линий, являющихся источниками физического воздействия на окружающую среду и здоровье человека.

Вид физических воздействий на компоненты окружающей среды определяет характер производства на предприятии. Эксплуатация объектов полномасштабной разработки месторождения Тенгиз будет связана с воздействием физических факторов: шума, вибрации, электромагнитного излучения и освещения на окружающую среду.

Источниками физического воздействия будут являться сваебойная техника, буровые установки, компрессоры, транспорт и спецтехника, технологическое оборудование, системы связи, осветительные установки и т.д. В процессе работы предусмотрено использование оборудования, при котором уровни звука, вибрации, электромагнитного излучения и освещения будут обеспечены в пределах, установленных соответствующими ГОСТами, СанПиНами, СНиПами и требованиями международных документов.

Шум

При шумовом воздействии влияние производства на окружающую среду происходит посредством звуковых колебаний, передаваемых через воздух или твердые тела. За территорией промплощадки может иметь место распространение только воздушного шума. Величина воздействия шума на человека зависит от уровня звукового давления, частотных характеристик, времени воздействия и т.п.

Допустимые уровни шума для территории рабочей зоны и на территории жилой застройки установлены:

- В СанПиНе РК № 3.01.030-97* «Предельно-допустимые уровни инфразвука и низкочастотного шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки», содержатся Допустимые уровни инфразвука и низкочастотного шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки;
- в Приложении 2 приказа Министра здравоохранения РК от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», содержит ПДУ звукового давления, уровни звука эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест и допустимые уровни звукового давления, дБ, (эквивалентные уровни звукового давления, дБ), допустимые эквивалентные и максимальные уровни звука на рабочих местах в производственных и вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий, в помещениях жилых и общественных зданий и на территориях жилой застройки.

Согласно Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека установлены следующие нормативные показатели для шума:

- для территорий, непосредственно прилегающих к жилым зданиям, домам отдыха, домам-интернатам для престарелых и инвалидов допустимый эквивалентный уровень звука установлен равным 55 дБА днем (с 7 до 23 часов) и 45 дБА ночью (с 23 до 7 утра), максимальные уровни звука - 70 дБА днем и 60 дБА ночью;

- для помещений с постоянными рабочими местами производственных предприятий, территории предприятий с постоянными рабочими местами допустимый эквивалентный уровень звука установлен равным 80 дБА, максимальный уровни звука 95 дБА;
- в помещениях и на территориях промышленных предприятий предельный эквивалентный уровень постоянного шума - 85 дБА.

Согласно «Руководству по охране окружающей среды, здоровья и труда (ОСЗТ) Группы всемирного банка IFC» от 30.04.2007 г. и «Руководству по шуму для населенных мест ВОЗ», 1999 г. рекомендуемые предельные значения эквивалентного уровня звука, составляют:

- для жилых территорий (вне помещений) - 55 дБА (с 7:00 до 22:00) и 45 дБА (с 22:00 до 7:00);
- в промышленной, коммерческой, торговой и транспортной зонах общественных мест - 70 дБА (24 часа, включая дневное и ночное время. Средний максимальный уровень непостоянного звука вне помещений - 110 дБА. Предельные пиковые уровни импульсного шума составляют: для взрослого населения 140 дБ, для детей – 120 дБ;
- на рабочих местах сотрудники не должны работать при уровне свыше 85дБА в течение более 8 часов без средств защиты органов слуха. Рабочие, не имеющие средств защиты слуха, не должны подвергаться воздействию пиковых нагрузок свыше 140 дБ.

Данные допустимых уровней шума, принятых в нормативных документах РК и в Общем руководстве по ОСЗТ приведены в табл. 4.8.1.

Таблица 4.8.1 Допустимые уровни шума

Реципиент	Время суток	РК (Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека)		Общее руководство по ОСЗТ, 2007; Руководство по шуму населенных мест ВОЗ, 1999	
		Эквивалентный уровень шума, Lэкв, дВА	Максимальный уровень, LA, макс, дВА	Эквивалентный уровень шума, Lэкв, дВА	Максимальный уровень, LA, макс, дВА
1	2	3	4	5	6
Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам	7-00 – 22-00*	55	70	55	-
	22-00* – 7-00	45	60	45	-
Промышленная, коммерческая, торговая, зона транспорта	0 – 24-00	-	-	70	110
На рабочих местах в промышленности		80	95	85	110

Согласно Санитарно-эпидемиологическим требованиям к содержанию и эксплуатации жилых и других помещений, общественных зданий», допустимые уровни инфразвука и низкочастотного шума для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных организациях, школ и других учебных заведений, библиотек по октавным полосам представлены в таблице 4.8.2.

Территория партнерства ТШО, производственные объекты, СЗЗ не прилегают к жилым зонам, ближайший населенный пункт Косшагыл находится на расстоянии 58 км от границы СЗЗ.

Что в настоящее разделе оценивается воздействие больше на персонал, но не население, ввиду отдаленности источников шума и вибрации.

Таблица 4.8.2 Допустимые уровни шума по октавным полосам

Время суток	Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, герц (Гц)									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)	Максимальные уровни звука LAмахс, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
с 7 до 23 ч.	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
с 23 до 7 ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

Основными источниками шума при эксплуатации объекта являются: газотурбинные генераторы, дизельные генераторы, компрессоры, технологическое оборудование, автотранспорт и др.

Необходимо отметить, что шумовые характеристики оборудования отвечают современным требованиям в области санитарной гигиены РК, а именно выбор машинного оборудования производился из условия, чтобы уровни звукового давления на рабочих местах не превышали допустимого значения по ГОСТ 12.1.003-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности, введенный на территории РК с 1 января 2016 года.

Мероприятия по снижению шумового воздействия

Борьба с шумом на предприятии осуществляется по следующим основным направлениям:

- на источниках шума конструктивными и административными методами (создание и применение малошумных агрегатов, а также регламентация времени их работы);
- на пути распространения шума от источника до объектов шумозащиты архитектурно-планировочными и инженерно-строительными методами и средствами;
- на объекте, защищаемом от шума, конструктивно-строительными мероприятиями, обеспечивающими повышение звукоизолирующих качеств ограждающих конструкций, зданий и сооружений, рациональной внутренней планировкой жилых зданий.

Населённые пункты вблизи предприятия отсутствуют, поэтому основным объектом оценки воздействия является граница СЗЗ и здания в которых размещается персонал в вахтовых поселках.

Нормативные уровни звука в вахтовых поселках достигнуты за счет реализации следующих мероприятий:

- устройство препятствий, экранов, стенок, посадка специальных зеленых насаждений, на пути распространения звука (если их длина и высота более 6-10 м), что позволяет снизить уровень звука на 5-25 дБА;
- звукоизоляция ограждающими конструкциями защищаемого объекта или источника шума, обеспечивающая снижение уровня звука до 50 дБА;
- здания и сооружения, над которыми происходит распространение шума, обеспечивают дополнительное снижение уровня звука до 20 дБА.

Защита от шума обеспечивается:

- соответствием параметров, применяемых оборудования, транспортных средств по шумовым характеристикам в процессе строительства и эксплуатации установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя;
- применением глушителей шума в дизельных двигателях;
- применением звукопоглощающих конструкций (звукопоглощающих облицовок);
- применением звукоизолирующих кожухов на сварочном агрегате.

За счет реализации вышеперечисленных мероприятий уровень шума, создаваемый работой оборудования и технологических сооружений в вахтовых поселках не должен превысить ПДУ, установленных для территории жилой застройки согласно «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденные Приказом Министра здравоохранения РК от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.

Учитывая значительную удаленность предприятия от жилых зон, источники шума предприятия не оказывают воздействия на здоровье населения.

Вибрация

Основными источниками вибрационного воздействия на ОС при эксплуатации объекта будет являться сваебойная техника, буровые установки, компрессоры, насосное оборудование, транспорт и спецтехника.

Общие требования к обеспечению вибрационной безопасности на производстве, транспорте, связанных с неблагоприятным воздействием вибрации на человека, установлены в ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает гигиенических нормативов. Гигиенические нормативы устанавливают для параметров, характеризующих действие вибрации, которые определены в следующих стандартах:

- ГОСТ 31191.1- 2004 - для общей вибрации;
- ГОСТ 31191.2 - 2004 - для вибраций внутри зданий;
- ГОСТ 31192.1 - 2004 - для локальной вибрации.

При проведении работ предусмотрено использование агрегатов, техники и транспорта, которые обеспечат уровень вибрации в пределах, установленных Едиными санитарно-эпидемиологическими и гигиеническими требованиями к продукции (товарам), подлежащим государственному санитарно-эпидемиологическому надзору (контролю), утвержденными Решением Комиссии Таможенного союза от 28 мая 2010 года № 299 «О применении санитарных мер в Евразийском экономическом союзе» (раздел 17 Глава II).

Учитывая, что участок удален от жилых зон, максимальные уровни вибрации от всего виброгенерирующего оборудования на территории ближайшей жилой застройки не будут превышать установленных предельно допустимых уровней.

Основными мероприятиями по снижению вибрации в источнике возбуждения должны быть:

1) виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
2) виброизоляция ограждающих конструкций, устройство резонансных поглотителей, облицовка стен, потолков и пола;

3) рациональные с виброакустической точки зрения строительные и объемно-планировочные решения производственных помещений и зданий;
4) применение невибрирующих технологических процессов и агрегатов, использование наиболее рациональных схем размещения оборудования производственных участков;
5) снижение вибрации, возникающей при работе машины или оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
6) рациональное планирование административных помещений, производственных цехов и участков в зданиях, исходя из требований действующих стандартов по созданию оптимальной вибрационной и шумовой обстановки на рабочих местах.

Ответственность за соблюдение установленных гигиенических нормативов по вибрации на рабочих местах лежит на работодателе. Для этого он должен оценить риск, связанный с воздействием вибрации на рабочих, и принять меры, необходимые для снижения вибрационной нагрузки. Эти меры включают в себя, в частности:

- использование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации;
- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- оптимальное размещение виброактивных машин, минимизирующее вибрацию на рабочем месте;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие вибрации не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов (например, ГОСТ 31192.1 - 2004);
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;
- оповещение рабочих виброопасных профессий о мерах, принимаемых работодателем, позволяющих снизить риск ухудшения состояния здоровья рабочего вследствие неблагоприятного воздействия вибрации, и санкциях, которые могут быть наложены на рабочего при несоблюдении указанных мер;
- контроль за правильным использованием средств виброзащиты;
- проведение периодического контроля вибрации на рабочих местах и организация на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению вибрационной нагрузки на человека, а также контроль за его соблюдением;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- организацию профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации.

Эти, а также другие меры, позволяющие снизить риск ухудшения состояния здоровья рабочих, в том числе появления у них вибрационной болезни, должны быть отражены в регламенте безопасного ведения работ. Регламент безопасного ведения работ разрабатывает работодатель с привлечением специалистов разного профиля (медицинских работников, конструкторов, технологов и др.).

Полноту мероприятий, направленных на обеспечение вибрационной безопасности и включенных в регламент безопасного ведения работ, а также эффективность их выполнения оценивают соответствующие уполномоченные организации при проведении аттестации рабочих мест и периодическом контроле требований по соблюдению безопасных условий труда.

Работодатель должен обеспечивать условия работы организаций, уполномоченных на проведение контроля вибрации на рабочих местах, и предоставлять этим организациям данные медицинских наблюдений за лицами виброопасных профессий.

Проведение работ в соответствии с указанными решениями позволяет не превысить нормативные значения вибраций для задействованного персонала и на территории ближайшей жилой застройки.

Электромагнитные излучения

Основными источниками электромагнитного излучения в период эксплуатации является генерирующее электроэнергию и электропередающее оборудование и приборы, радиопередающие средства связи и т.д.

При размещении объектов, излучающих электромагнитную энергию, руководствуются приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 «Об утверждении Правил устройства электроустановок (ПУЭ)». Проектными решениями предусмотрено использование оборудования, обеспечивающего уровень электромагнитного излучения в пределах, установленных СТ РК 1150-2002, что не окажет негативного влияния на работающий персонал, и, соответственно, уровень электромагнитных излучений на территории ближайшей жилой застройки не будет превышать допустимых значений, установленных санитарными правилами и нормами РК.

На предприятии источниками электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты будут токопроводы.

Электрическое поле промышленной частоты является биологически действующим фактором окружающей среды, в зависимости от его уровня может оказывать вредное воздействие на человека.

Напряженность ЭП не должна превышать предельно допустимых уровней, регламентируемых действующими санитарными нормами и правилами защиты населения от воздействия электрического поля.

В качестве ПДУ приняты следующие значения напряженности электрического поля:

- внутри жилых зданий - 0,5 кВ/м;
- на территории жилой застройки - 1 кВ/м;
- в населенной местности, вне зоны жилой застройки (земли в пределах поселковой черты и сельских населенных пунктов), а также на территории огородов и садов – 5 кВ/м.

Для ЛЭП и ее элементов напряжением менее 220 кВ санитарно-гигиенические требования к санитарно-защитной зоне не предъявляются (хотя уровни поля на территории жилой застройки нормируются), а их эксплуатация регламентируется требованиями со стороны техники безопасности согласно «Методическим указаниям по осуществлению государственного санитарно-эпидемиологического надзора за соблюдением СанПин РК "Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты" № 3.01.036-97

№ 3.05.037/у-97* (утвержденным Главным государственным санитарным врачом РК от 2 июля 1997 года).

В процессе подготовки и проведения работ вблизи ЛЭП и ее элементов лица, ответственные за проведение этих работ, обязаны проводить инструктаж работающих и контролировать выполнение мер защиты от воздействия ЭП и соблюдения требований техники безопасности.

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться путем:

- применения надлежащей изоляции, а в отдельных случаях - повышенной; применения двойной изоляции;
- соблюдения соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- надежного и быстродействующего автоматического отключения частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;
- заземления или зануления корпусов электрооборудования и элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;
- выравнивания потенциалов;
- применения разделительных трансформаторов;
- применения напряжений 25 В и ниже переменного тока частотой 50 Гц и 60 В и ниже постоянного тока;
- применения предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применения устройств, снижающих напряженность электрических полей;
- использования средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического поля в электроустановках, в которых его напряженность превышает допустимые нормы.

Освещение

На открытых площадках и в различных помещениях объекта предусмотрено электрическое освещение.

Система освещения выполняет следующие функции:

- Обеспечивает требуемый уровень освещения и надежную работу системы;
- Обеспечивает безопасность персонала и оборудования;
- Обеспечивает надежную подачу питания на высокопроизводительную осветительную аппаратуру.

Типы светильников приняты в соответствии с условиями окружающей среды и назначением помещений.

Санитарные нормы освещения на рабочем месте регламентируются СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение».

Воздействие освещения будет ограничено территорией объекта и не окажет негативного влияния на население.

4.8.2. Расчет шумового воздействия и моделирования уровня в приземном слое

Целью расчета уровня шумового воздействия является расчет уровней звука в период продолжения промышленной разработки месторождения Тенгиз их соответствия на внешней границе, установленной СЗЗ и за ее пределами гигиеническим нормативам уровней шума (ПДУ).

В качестве критерия для оценки уровня шумового воздействия применялись ПДУ звука и звукового давления, указанные в СанПиНе РК № 3.01.030-97* «Предельно-допустимые уровни инфразвука и низкочастотного шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки».

Расчет уровней шума выполнен с использованием программы «Эколог-Шум 2.6». Программа разработана компанией «Интеграл» г. Санкт-Петербург, Россия. Расчеты уровня шумового (акустического) воздействия выполнены на максимальную производительность оборудования с учетом его одновременной работы.

Воздействие шума от совокупности источников в любой точке выполнено с учетом дифракции и отражения звука препятствиями в соответствии с действующим в РК нормативным документом СН РК 2.04-02-2011 «Защита от шума» и действующим международным стандартом (ГОСТ 31295.2-2005 – Акустика – ослабление шума при распространении в открытом пространстве).

МСН 2.04-03-2005 устанавливают обязательные требования, которые должны выполняться при проектировании, строительстве и эксплуатации зданий различного назначения, планировке и застройке населенных мест с целью защиты от шума и обеспечения нормативных параметров акустической среды в производственных, жилых, общественных зданиях и на территории жилой застройки.

Расчеты уровней шума проведены по расчетному прямоугольнику и на границе СЗЗ.

Перечень источников шумового воздействия в период эксплуатации объектов полномасштабной разработки месторождения Тенгиз представлен в Приложении 10.

Результатами расчетов являются уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5 – 8000 Гц, а также уровни звука La.

Информация по результатам расчетов на границе СЗЗ представлена в таблице 4.8.3, а также на шумовых картах (рисунки 4.8.1-4.8.10).

Таблица 4.8.3 Расчётный уровень шума на границе санитарно-защитной зоны при разработке месторождения Тенгиз

Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5		63		125		250		500		1000		2000		4000		8000		La.экв	
N	Название	X (м)	Y (м)																					
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
001	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	668261.31	5094411.05	1.50	f	34.3	f	30.3	f	17.2	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	5.90
					Lпр	34.3	Lпр	30.3	Lпр	17.2	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
002	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	666113.53	5099099.01	1.50	f	35.1	f	31.4	f	19.7	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	7.50
					Lпр	35.1	Lпр	31.4	Lпр	19.7	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
003	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	665436.64	5104223.27	1.50	f	36.1	f	32.9	f	22.2	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	9.40
					Lпр	36.1	Lпр	32.9	Lпр	22.2	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
004	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	666090.55	5109356.34	1.50	f	37.4	f	34.7	f	25.1	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	11.70
					Lпр	37.4	Lпр	34.7	Lпр	25.1	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
005	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	667764.08	5114252.37	1.50	f	38.9	f	36.6	f	28	f	12.2	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	14.60
					Lпр	38.9	Lпр	36.6	Lпр	28	Lпр	12.2	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
006	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	670779.99	5118432.05	1.50	f	40.9	f	39.1	f	31.6	f	19	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	18.30
					Lпр	40.9	Lпр	39.1	Lпр	31.6	Lпр	19	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
007	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	674656.24	5121876.74	1.50	f	43.2	f	41.9	f	35.5	f	25.6	f	19.6	f	0	f	0	f	0	f	0	f	23.40
					Lпр	43.2	Lпр	41.9	Lпр	35.5	Lпр	25.6	Lпр	19.6	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
008	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	678827.63	5124947.76	1.50	f	45.1	f	44	f	38.2	f	30.1	f	28	f	0	f	0	f	0	f	0	f	28.20
					Lпр	45.1	Lпр	44	Lпр	38.2	Lпр	30.1	Lпр	28	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
009	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	683573.53	5127036.50	1.50	f	45.5	f	44.5	f	38.6	f	30.9	f	29.1	f	0	f	0	f	0	f	0	f	29.10
					Lпр	45.5	Lпр	44.5	Lпр	38.6	Lпр	30.9	Lпр	29.1	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
010	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	688005.82	5129706.55	1.50	f	43.1	f	41.7	f	34.8	f	25.2	f	22.5	f	0	f	0	f	0	f	0	f	23.80
					Lпр	43.1	Lпр	41.7	Lпр	34.8	Lпр	25.2	Lпр	22.5	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
011	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	691888.88	5133132.28	1.50	f	39.9	f	37.8	f	29	f	14.6	f	7.8	f	0	f	0	f	0	f	0	f	16.20
					Lпр	39.9	Lпр	37.8	Lпр	29	Lпр	14.6	Lпр	7.8	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
012	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	696695.03	5134979.14	1.50	f	37.8	f	35.1	f	24.6	f	6.5	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	11.70
					Lпр	37.8	Lпр	35.1	Lпр	24.6	Lпр	6.5	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
013	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	701841.33	5134707.38	1.50	f	36.4	f	33.2	f	21.8	f	3.4	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	9.40

Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5		63		125		250		500		1000		2000		4000		8000		La.экв	
N	Название	X (м)	Y (м)																					
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
					Lпр	36.4	Lпр	33.2	Lпр	21.8	Lпр	3.4	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
014	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	706766.61	5133141.25	1.50	f	35.3	f	31.6	f	19.4	f	2.3	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	7.50
					Lпр	35.3	Lпр	31.6	Lпр	19.4	Lпр	2.3	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
015	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	710266.60	5129453.03	1.50	f	34.8	f	31	f	18.7	f	3.3	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	6.90
					Lпр	34.8	Lпр	31	Lпр	18.7	Lпр	3.3	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
016	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	711430.49	5124430.32	1.50	f	35.1	f	31.5	f	20.1	f	6.6	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	7.70
					Lпр	35.1	Lпр	31.5	Lпр	20.1	Lпр	6.6	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
017	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	711050.34	5119278.15	1.50	f	35.6	f	32.1	f	21.9	f	9.3	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	9.50
					Lпр	35.6	Lпр	32.1	Lпр	21.9	Lпр	9.3	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
018	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	709552.33	5114322.72	1.50	f	36	f	32.8	f	22.9	f	10	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	10.30
					Lпр	36	Lпр	32.8	Lпр	22.9	Lпр	10	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
019	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	707445.11	5109585.00	1.50	f	36.3	f	33.2	f	23	f	7.3	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	10.00
					Lпр	36.3	Lпр	33.2	Lпр	23	Lпр	7.3	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
020	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	706354.78	5104521.15	1.50	f	35.7	f	32.3	f	21.2	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	8.60
					Lпр	35.7	Lпр	32.3	Lпр	21.2	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
021	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	705435.47	5099417.66	1.50	f	34.7	f	31	f	18.2	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	6.60
					Lпр	34.7	Lпр	31	Lпр	18.2	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
022	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	704057.01	5094422.50	1.50	f	33.8	f	29.6	f	15.2	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	3.40
					Lпр	33.8	Lпр	29.6	Lпр	15.2	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
023	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	702114.12	5089615.39	1.50	f	32.8	f	28.2	f	12.5	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	2.00
					Lпр	32.8	Lпр	28.2	Lпр	12.5	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
024	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	699053.73	5085468.65	1.50	f	32.1	f	27.1	f	5.4	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0.90
					Lпр	32.1	Lпр	27.1	Lпр	5.4	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
025	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	694681.56	5082734.34	1.50	f	31.8	f	26.6	f	4.9	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0.40
					Lпр	31.8	Lпр	26.6	Lпр	4.9	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
026	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	689640.09	5081608.10	1.50	f	31.7	f	26.5	f	5.3	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0.30
					Lпр	31.7	Lпр	26.5	Lпр	5.3	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		

Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5		63		125		250		500		1000		2000		4000		8000		La.экв	
N	Название	X (м)	Y (м)																					
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
027	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	684500.12	5082126.37	1.50	f	32	f	26.9	f	9.9	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0.70
					Lпр	32	Lпр	26.9	Lпр	9.9	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
028	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	679686.23	5084024.69	1.50	f	32.5	f	27.6	f	12.6	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	1.40
					Lпр	32.5	Lпр	27.6	Lпр	12.6	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
029	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	675413.49	5086942.89	1.50	f	33.1	f	28.6	f	14.4	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	2.40
					Lпр	33.1	Lпр	28.6	Lпр	14.4	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		
030	Р.Т. на границе СЗЗ (авто) из Полигон 1	671572.97	5090420.54	1.50	f	33.7	f	29.5	f	15.9	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	0	f	3.30
					Lпр	33.7	Lпр	29.5	Lпр	15.9	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0	Lпр	0		

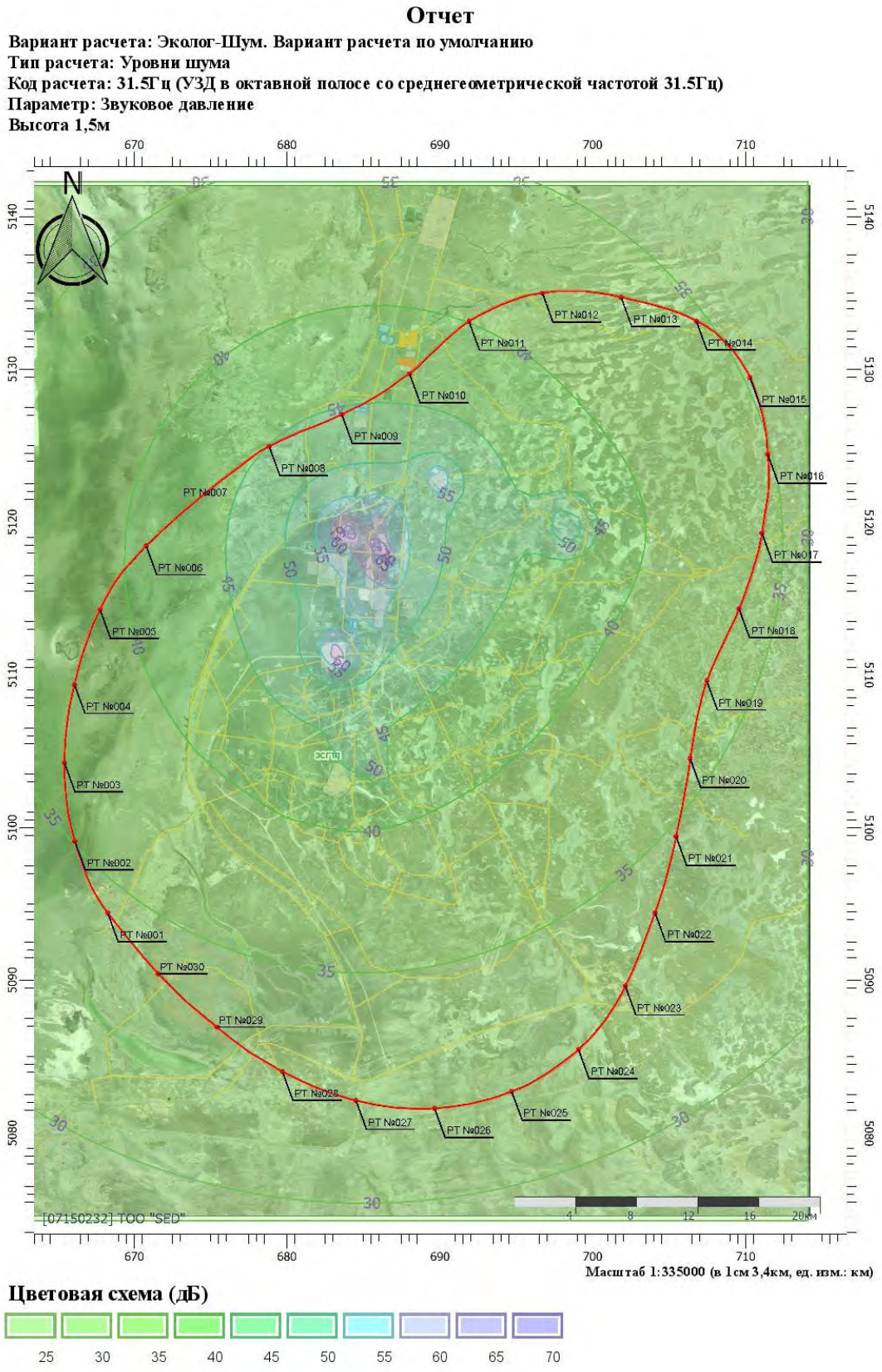


Рисунок 4.8.1. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 31,5 Гц

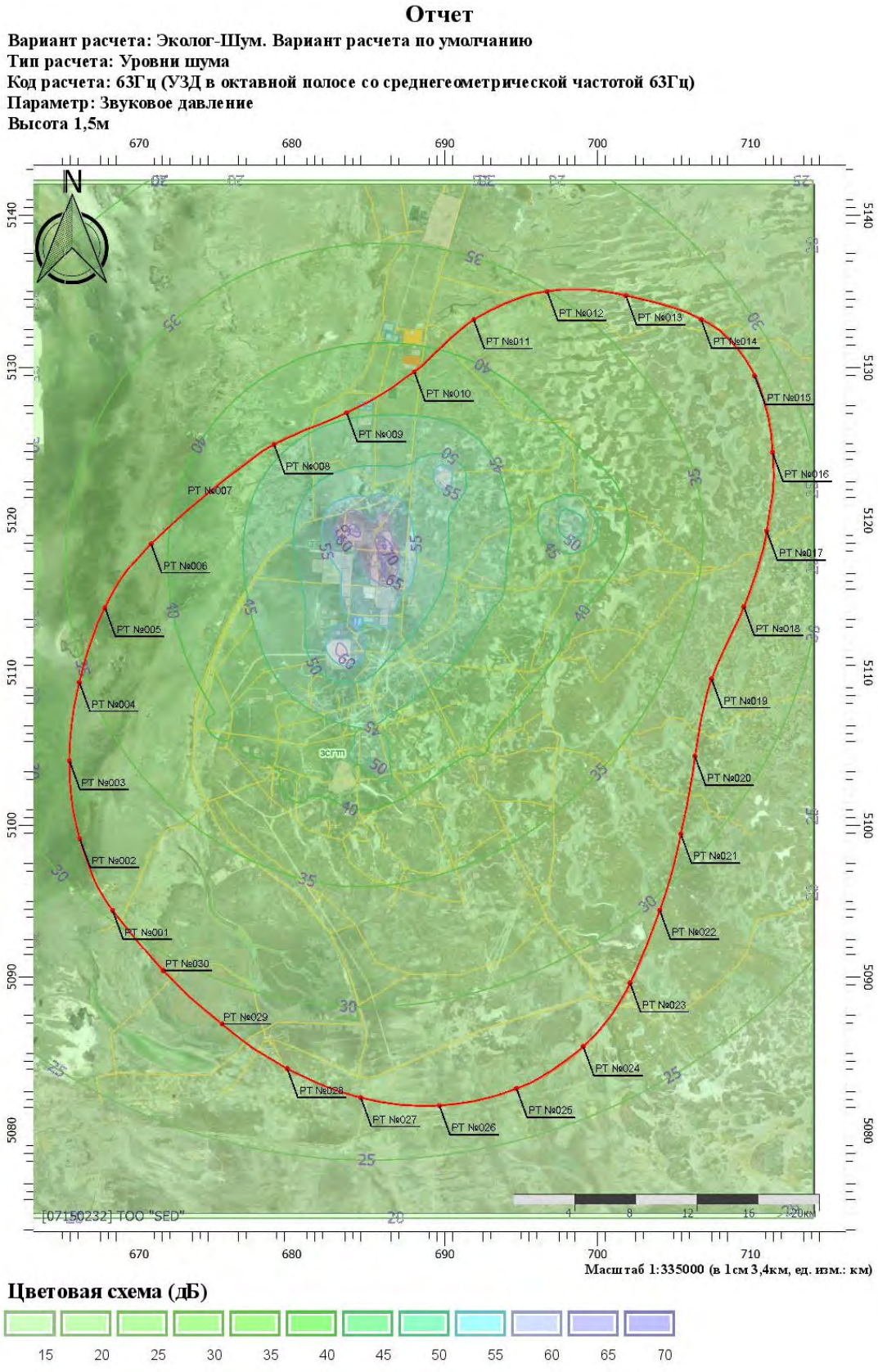


Рисунок 4.8.2. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 63 Гц

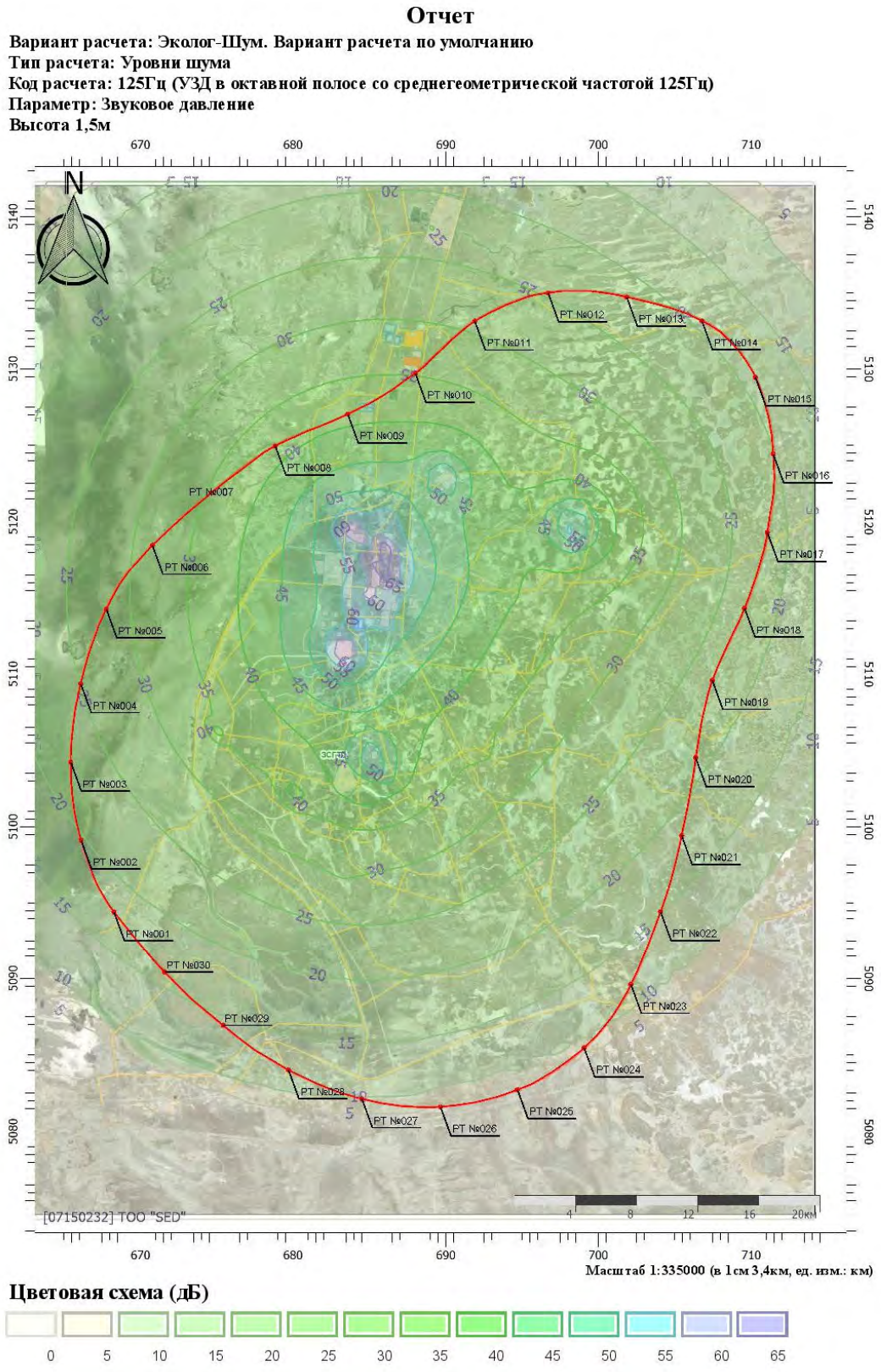


Рисунок 4.8.3. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 125 Гц

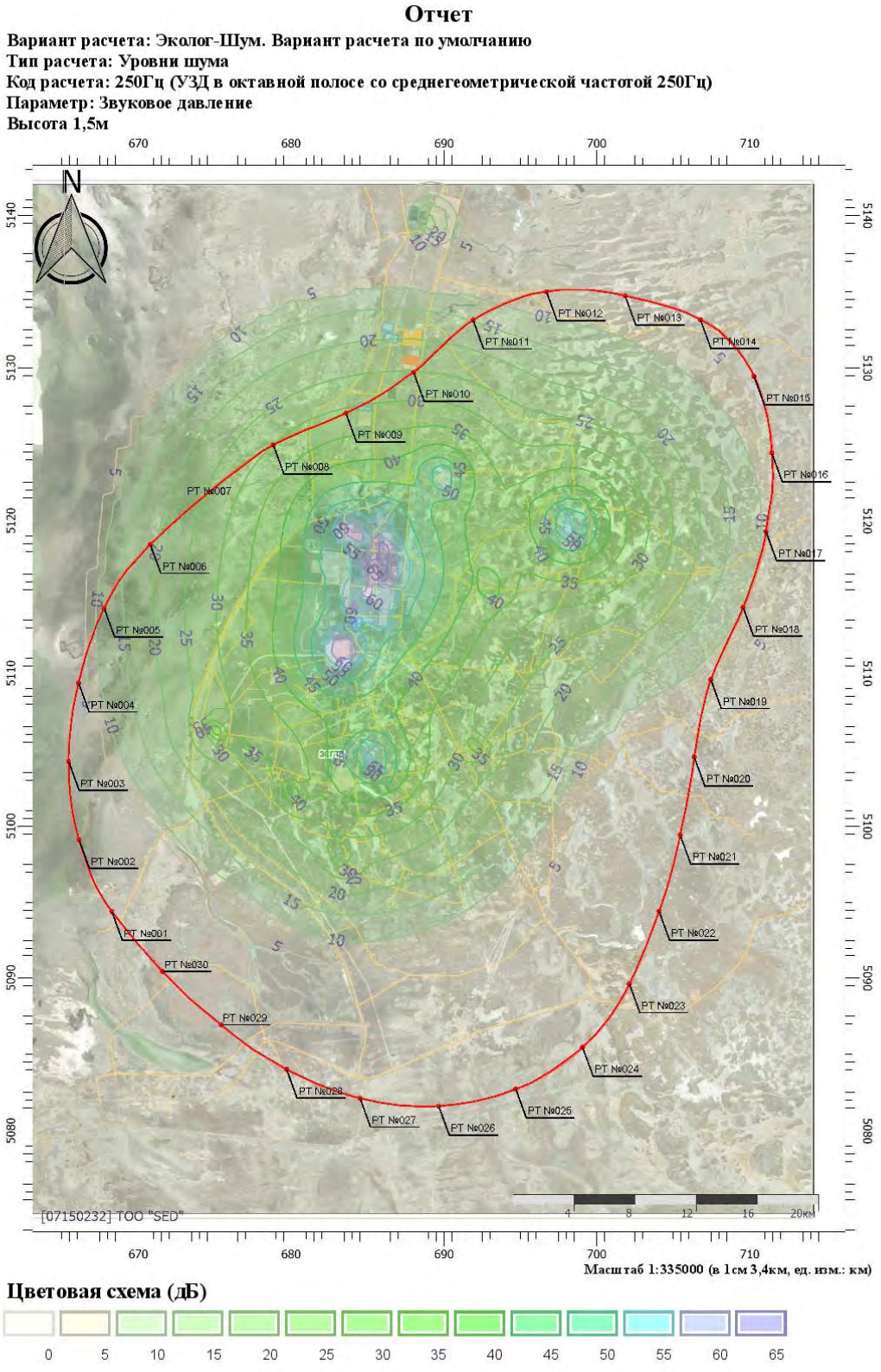


Рисунок 4.8.4. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 250 Гц

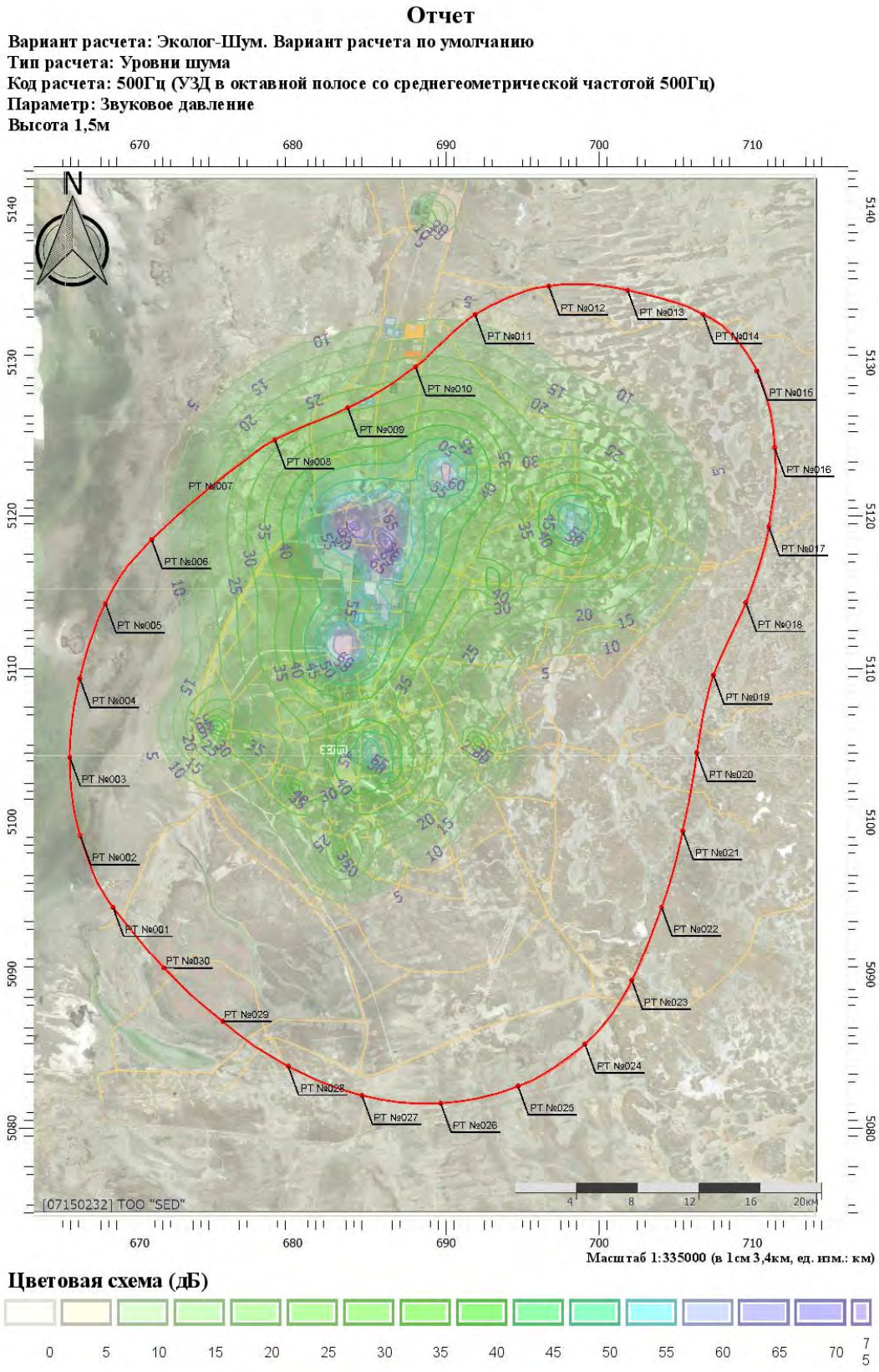


Рисунок 4.8.5. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 500 Гц

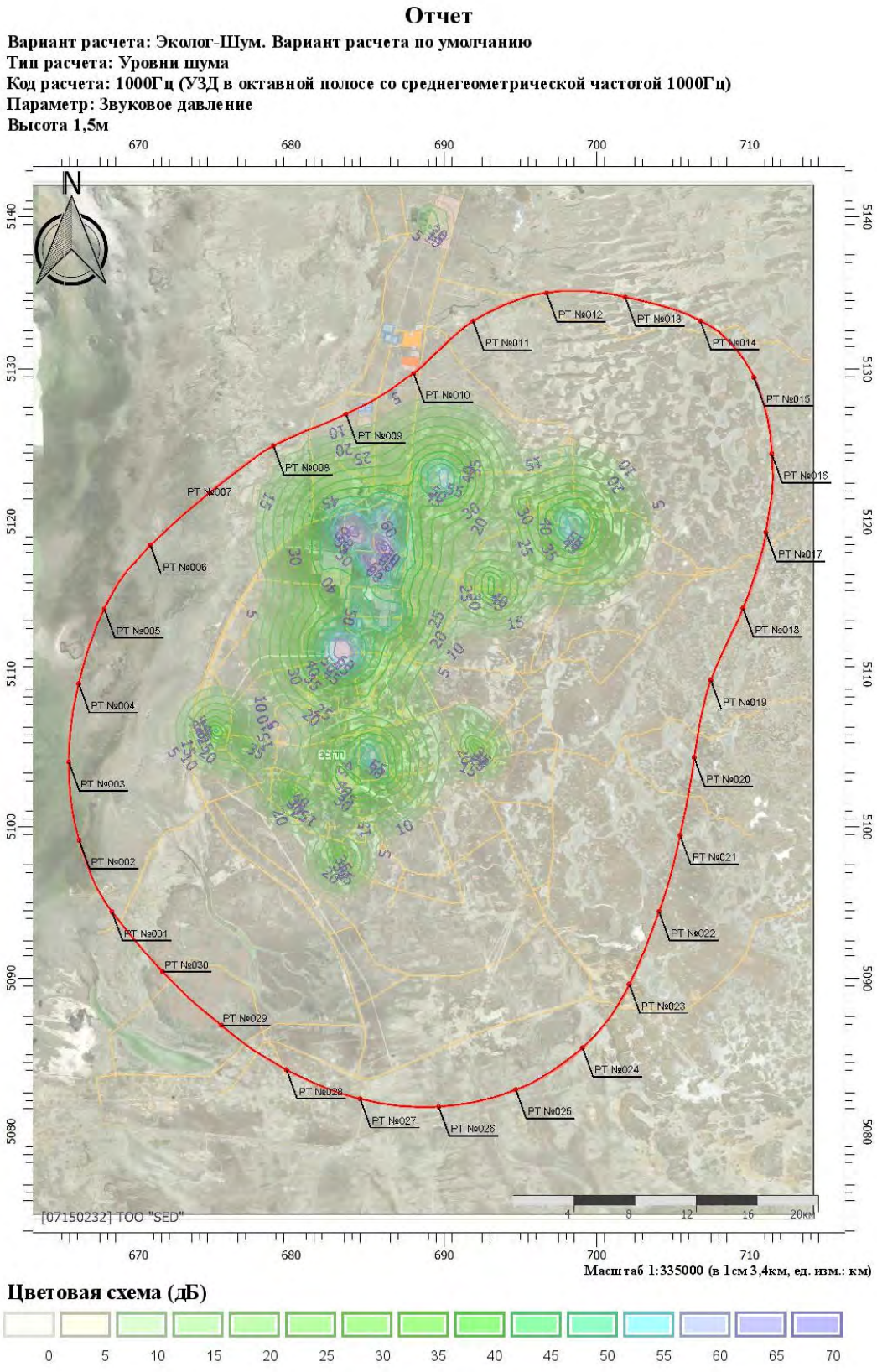


Рисунок 4.8.6. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц

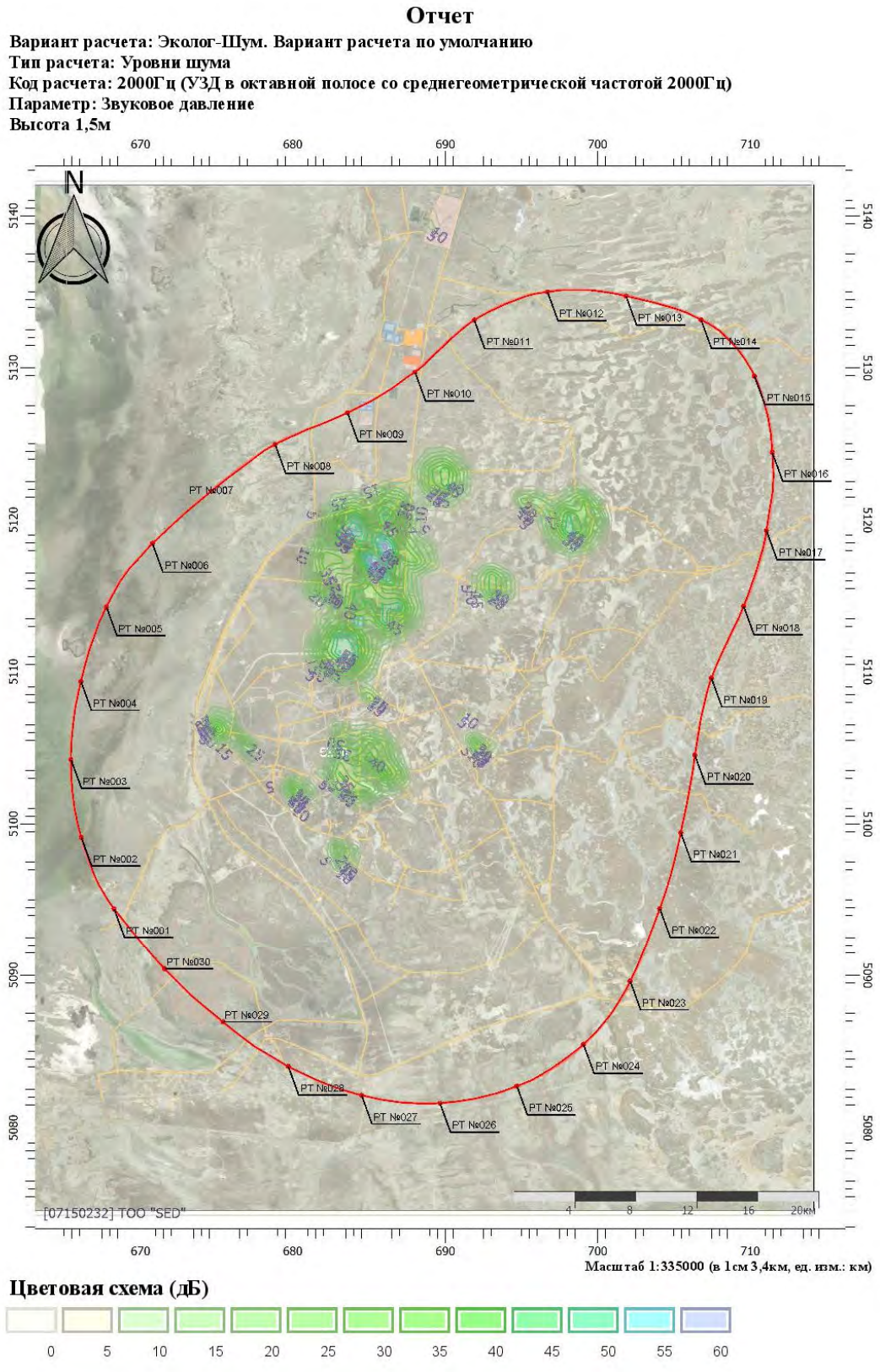


Рисунок 4.8.7. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 2000 Гц

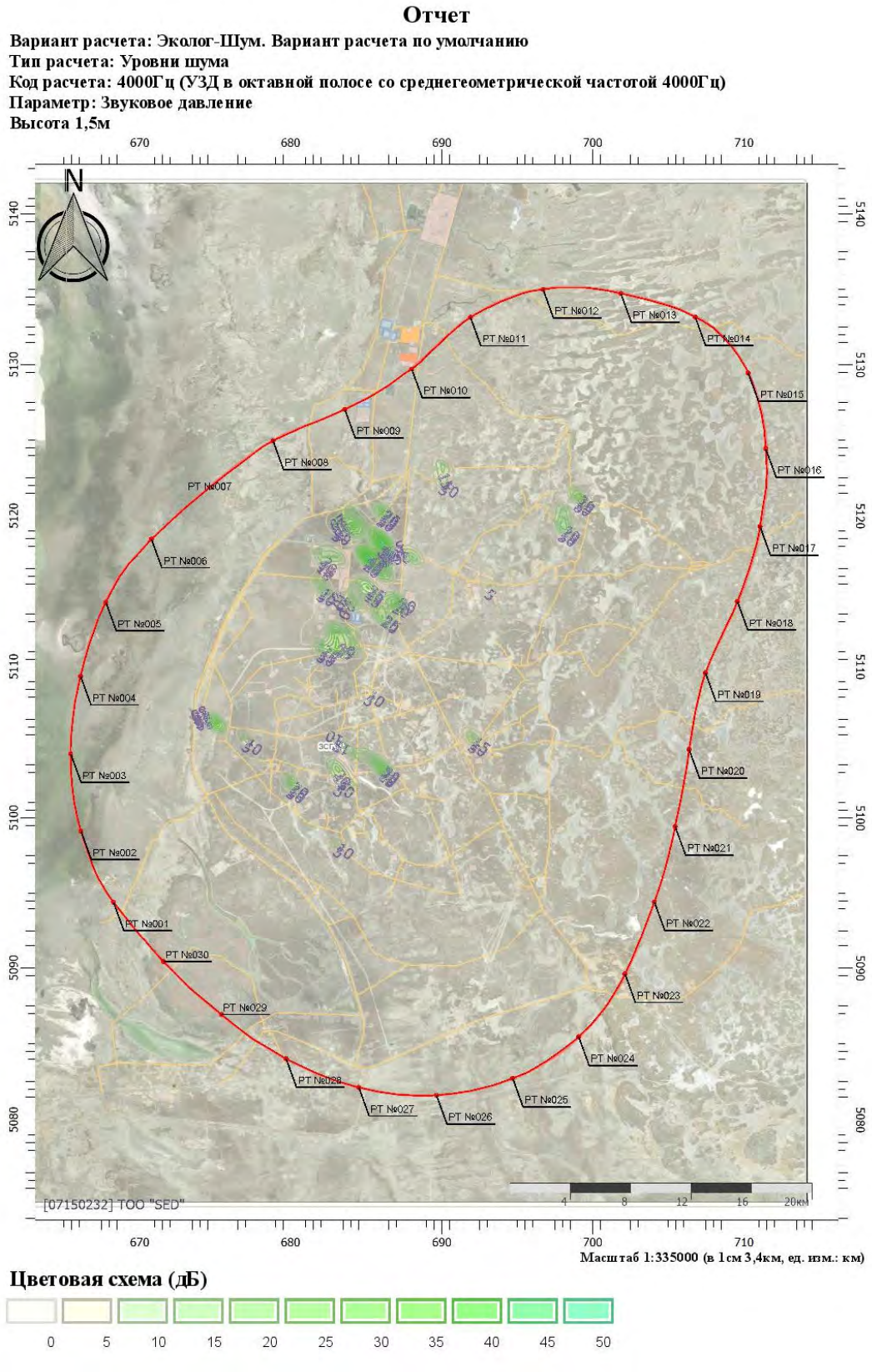


Рисунок 4.8.8. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 4000 Гц

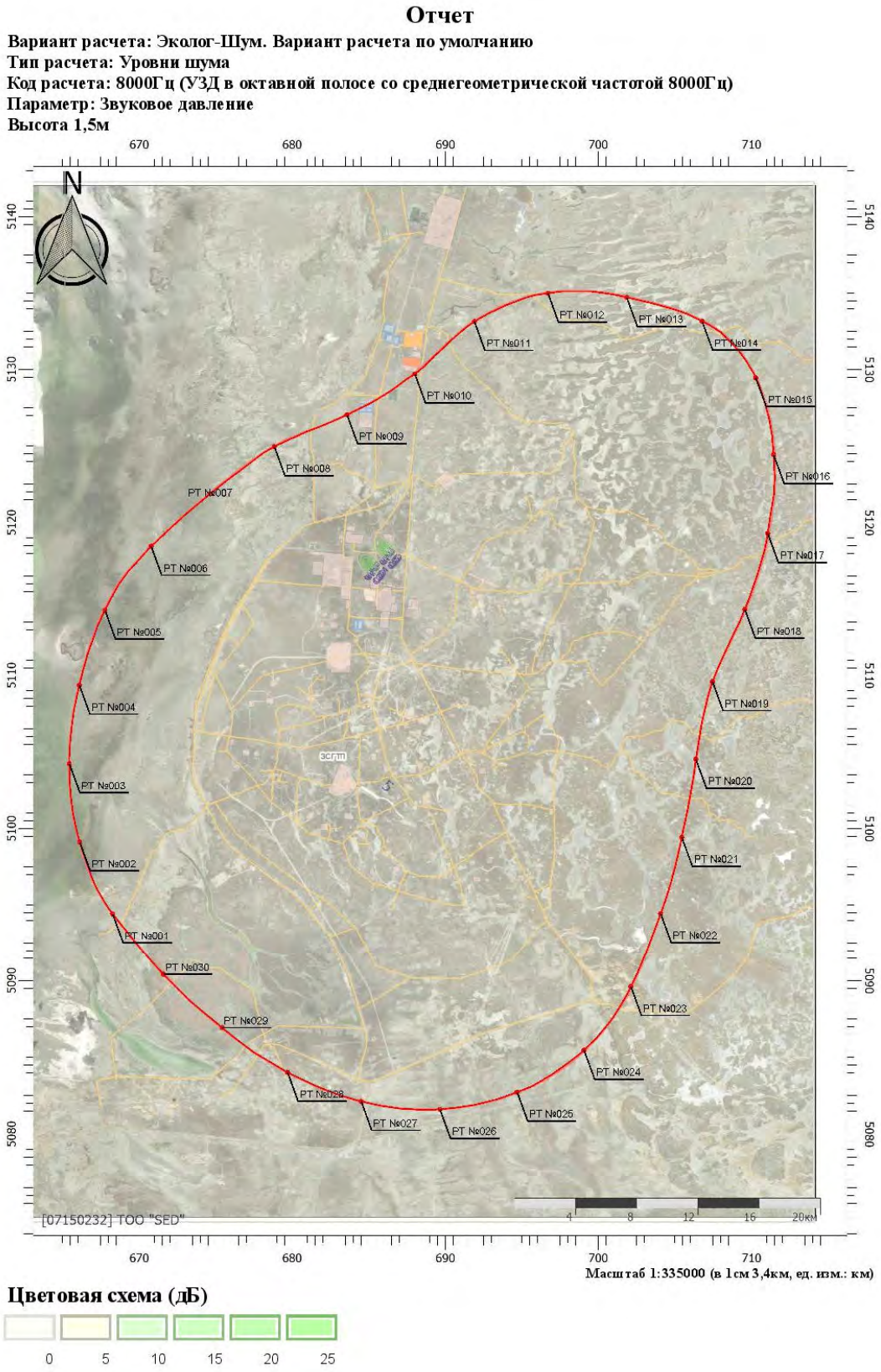


Рисунок 4.8.9. УЗД в октавной полосе со среднегеометрической частотой 8000 Гц

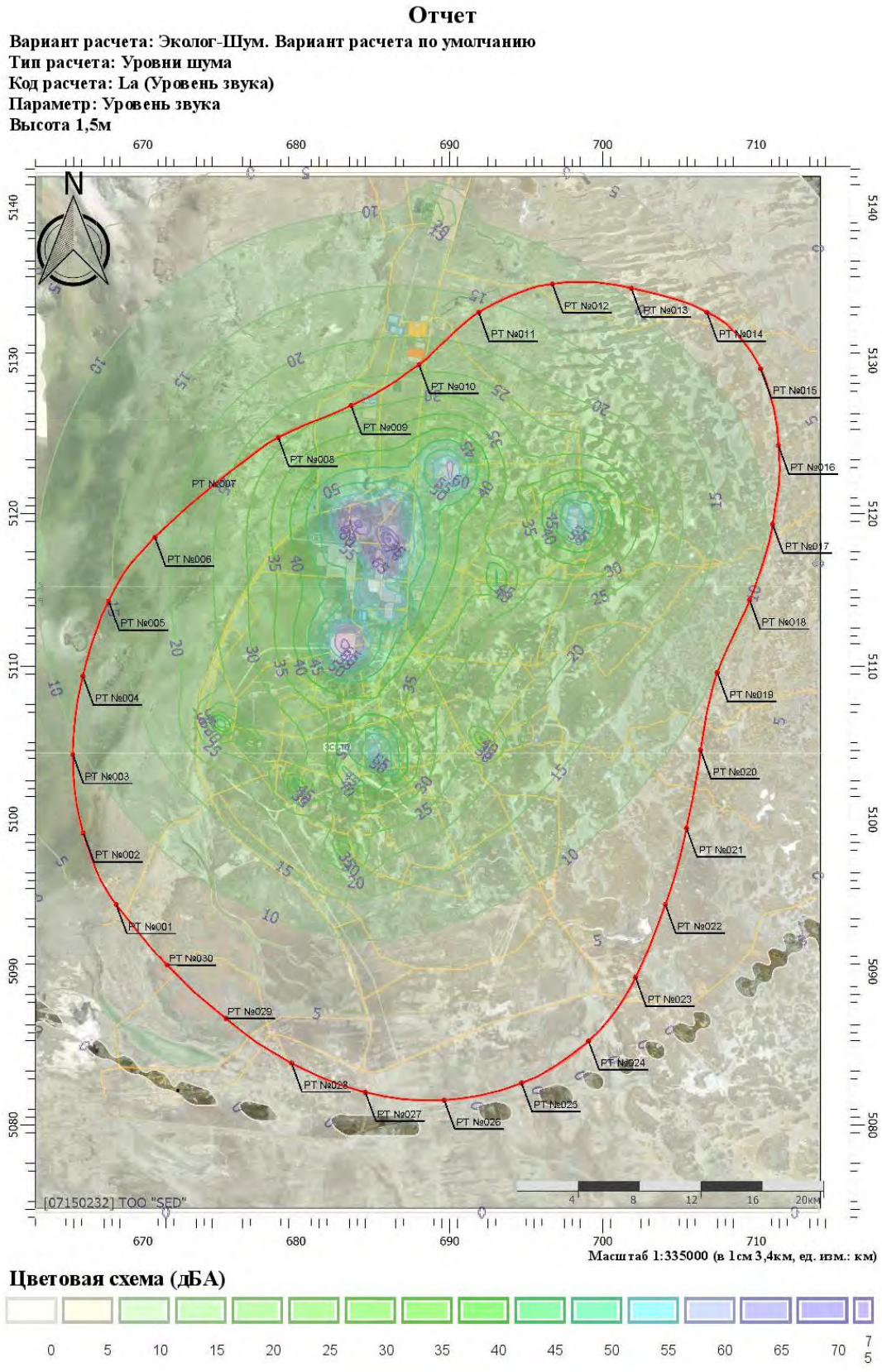


Рисунок 4.8.10. Шумовая карта уровней звука La

Анализ результатов расчета уровней звукового воздействия

Результаты расчетов показали, что суммарные октавные уровни звукового давления и уровни звука La на границе СЗЗ, в пределах которой расположены действующие объекты не превышают ПДУ, установленных для территории жилой застройки согласно СанПиН РК № 3.01.030-97* «Предельно-допустимые уровни инфразвука и низкочастотного шума в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки».

По результатам моделирования получена шумовая карта уровней звука (рисунок 4.8.10), на которой каждому квадрату 1км х 1км территории дана оценка на основе следующих критериев степени отклонения состояния от условно фонового:

1. Отсутствует <25 дБ(А).
2. Низкое 35-25 дБ(А).
3. Средне 45-35 дБ(А).
4. Высокое >45 дБ(А).

Расчётами определён уровень звукового давления (La) на границе санитарно-защитной зоны в целом близкий к нулю, кроме точек №5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 расположенных вблизи вахтовых посёлков здесь значения составили от 14,6 до 29,1 дБ(А).

По результатам моделирования акустического воздействия, превышения нормативных требований 45 дБ(А) в ночное время и 55дБ(А) в дневное время суток, в контрольных точках на границе СЗЗ, в результате реализации «Проекта разработки месторождения Тенгиз ТОО «Тенгизшевройл» не прогнозируется.

На основании расчётов, ночная норма для населения (45 дБ(А)), достигается на расстоянии до 3 км, а дневная норма для населения (55 дБ(А)) достигается на расстоянии до 1,3 км, уровень звукового давления (La) в ближайшем населенном пункте Косшагыл составит (0 дБ(А)) от основных объектов действующего и проектируемого производства.

Мероприятия по защите органов слуха на производстве в ТШО

Сильное и длительное шумовое воздействие на производстве может привести к потере слуха в результате поражения внутреннего уха. В большинстве случаев снижение слуха развивается постепенно, обычно без болевых ощущений, как следствие продолжительного и интенсивного шумового воздействия. Работники, подвергающиеся такому шумовому воздействию, не замечают изменений до тех пор, пока не разовьётся значительное изменение порога слышимости. С целью предотвращения снижения слуха от шумового воздействия на производстве в ТШО на участках, где средневзвешенная величина шумового воздействия на всех работников по шкале А (дБ-А) составляет 80 децибел (дБ) и выше, проводится контроль уровня шума.

В процедуре ПТБ-16 ТШО “Защита органов слуха” приводится руководство по предотвращению потери слуха от шумового воздействия на производстве, включая методы определения участков с повышенным уровнем шума, а также меры по предотвращению повышенного шумового воздействия.

Данная процедура распространяется на сотрудников отделов ТШО и подрядных организаций, работающих на территории, находящейся под оперативным контролем ТШО, включая посетителей, которые могут находиться на объектах, где уровень шума составляет 80 дБ-А и выше.

В рассматриваемой процедуре представлены основные положения по охране и обеспечению защиты органов слуха, включая такие мероприятия как мониторинг уровня шумового воздействия, инженерные и административные методы контроля за уровнем

шумового воздействия, средства индивидуальной защиты органов слуха, предупреждающие знаки, медицинское обследование.

1.1. Мониторинг уровня шумового воздействия

1.1.1. Мониторинг шумового воздействия проводится в различных целях, в том числе:

а) С целью выявления участков, где уровень шумового воздействия составляет 80 дБ-А и выше.

б) С целью определения видов работ при которых средне временное шумовое воздействие на человека составляет или превышает 80 дБ-А.

в) С целью определения конкретных источников шума, где необходимо применить средства контроля за уровнем шумового воздействия.

г) С целью оценки эффективности контроля за уровнем шумового воздействия.

1.1.2. Первичные замеры при мониторинге шумового воздействия

а) Первичные стационарные замеры уровня шума проводятся на всех новых объектах с целью выявления участков, где уровень шума составляет 80 дБ-А или выше. Такие участки обозначаются, как участки, где введено обязательное использование средств защиты органов слуха.

б) На участках, где использование средств защиты органов слуха является обязательным, возможно проведение выборочного персонального мониторинга для того, чтобы определить превышает или нет средне временное шумовое воздействие, нормируемый уровень 80 дБ-А.

1.1.3. Периодические исследования уровня шумового воздействия

После проведения первичного исследования, мониторинг шумового воздействия проводится периодически. Периодичность последующих замеров устанавливается по следующим критериям:

а) Раз в пять лет согласно «Правил проведения обязательной периодической аттестации производственных объектов по условиям труда».

б) Более часто, если внесены изменения в технологические процессы, произошла замена оборудования, или изменился характер работ, в результате чего произошло увеличение или снижение шумового воздействия.

в) Проводятся внеочередные дополнительные замеры уровня шумового воздействия, если у работников выявлено постоянное изменение порогов слышимости.

г) Раз в один год проводится плановый мониторинг определения уровня воздействия шума на персонал на рабочих местах.

1.1.4. Порядок проведения мониторинга шумового воздействия и применяемое оборудование

Для выполнения плановых замеров уровней воздействия шума на персонал производственных объектов, специалисты аккредитованной лаборатории используют персональные шумодозиметры EDGE-4 и EDGE-5.

а) Персональный шумодозиметр крепят на воротник одежды (комбинезон, куртка) работника, для определения суммарного шумового воздействия за полную рабочую смену (не менее 8 часов).

б) Шумодозиметр необходимо настроить на замер по шкале дБ-А в режиме медленного реагирования, выставив заданное пороговое значение, равное 80 дБ-А, и коэффициент удвоения, равный 3 дБ-А. Расчёт дозы шума в процентном выражении выполняется на основе нормированного параметра, равного 80 дБ-А.

в) Для анализа спектрального состава шума специалисты аккредитованной лаборатории могут использовать звуковые анализаторы частоты октавных полос (т. е. шумомеры с частотными фильтрами). Данные измерительные приборы могут быть использованы для определения целесообразных средств инженерного контроля, а также для оценки эффективности действия средств защиты органов слуха.

г) Более подробные процедуры проведения мониторинга шумового воздействия приведены в Справочнике по промышленной гигиене корпорации «Шеврон», в руководствах по эксплуатации измерительного оборудования для проведения мониторинга шумового воздействия, а также в положениях, действующих в Республике Казахстан. При выполнении мониторинга шумового воздействия необходимо соблюдать данные процедуры.

1.1.5. Порядок объявления результатов мониторинга шумового воздействия

а) По завершению мониторинга шумового воздействия, специалисты промышленной гигиены отдела планирования и технической поддержки сообщают результаты мониторинга руководителю работников, которые участвовали в мониторинге, в письменном виде. Дополнительная информация, которая также должна быть предоставлена руководителю, включает нормы шумового воздействия, рекомендации по снижению повышенных уровней шумового воздействия, а также результаты измерения уровня шума в виде диаграммы.

б) Руководители извещают работников, участвовавших в мониторинге, т. е. вывешивают результаты замеров на видном месте, и/или обсуждают результаты замеров со своими подчиненными.

1.2. Инженерные и административные методы контроля за уровнем шумового воздействия

1.2.1. Классификация методов контроля

а) С помощью инженерных методов контроля устраняются причины возникновения или снижается уровень шума. Это наиболее предпочтительный метод борьбы с шумовым воздействием. Примерами могут служить установка глушителей, звукоизолирующих кожухов и ограждений, вибростоек и выполнение смазки должным образом. В Руководстве корпорации Шеврон по методам снижения уровней шума при проектировании приводится описание общей стратегии инженерных методов контроля, а также основные рекомендации по классификации различных производственных объектов и оборудования.

б) С помощью административных методов контроля персонал удаляется от источника шума, и продолжительности пребывания персонала на участках, с повышенным уровнем шума, сокращается. Это второй способ борьбы с шумом. Можно привести следующие примеры: отведение специальных мест для отдыха, где люди могут отдохнуть от шума, либо изменение режима работы шумного оборудования. Можно также изменить графики выполнения работ, но так, чтобы не подвергнуть шумовому воздействию ещё большее количество людей.

в) В случае, когда применение инженерных и административных средств контроля над снижением уровня шума нецелесообразно, либо неэффективно, работники должны пользоваться средствами индивидуальной защиты органов слуха.

1.3. Средства индивидуальной защиты органов слуха (СИЗОС)

1.3.1. Основные требования при пользовании СИЗОС

а) На участках, где введено обязательное использование средств защиты органов слуха (установлены предупреждающие знаки), персонал обязан использовать СИЗОС, независимо от продолжительности пребывания на участке.

б) Использование СИЗОС также является обязательным на участках, где уровень шума превышает 80 дБ-А, например, на строительных площадках, где используются пневматические инструменты, в помещениях насосных, компрессорных и т. д.

1.3.2. Подбор средств индивидуальной защиты органов слуха

а) СИЗОС обеспечивают эффективную защиту от шумового воздействия только в случае, когда они тщательно подобраны и правильно используются.

Основные модели СИЗОС, имеющиеся в наличии:

1) Беруши, изготовленные из полимерного пористого материала методом формовки.

2) Звукоизолирующие наушники, плотно прилегающие к уху и фиксирующиеся с помощью головного обода.

Примечание: *Необходимо отметить, что эффективность защиты с помощью наушников значительно снижается, если их надеть поверх очков. Дужки очков могут препятствовать плотному прилеганию наушников, таким образом, пропуская шум.*

б) СИЗОС должны быть тщательно подобраны, чтобы уровень шума, достигающий уха, был ниже нормы средневременного воздействия, которая равна 80 дБ-А. Подбор средств индивидуальной защиты органов слуха необходимо осуществлять с учетом высокого коэффициент снижения шума (КСШ). См. Приложение 16-1.

в) Работники, занятые на участках, где средневзвешенный уровень шумового воздействия превышает 100 дБ-А, должны одновременно пользоваться берушами и звукоизолирующими наушниками. Одновременное использование берушей и наушников, по сравнению с использованием одних только берушей, обеспечивает дополнительную защиту примерно в 5 дБ-А.

г) СИЗОС утверждённого образца можно получить с центрального склада ТШО.

д) На участках, где введено обязательное использование средств защиты органов слуха, и участках, где может возникнуть необходимость ведения работ с высоким уровнем шума, должен быть в наличии запас СИЗОС.

1.3.3. Требования по уходу и проверке СИЗОС

а) Беруши

1) Беруши разрешается брать только чистыми руками.

2) Перед применением необходимо визуально проверить беруши на наличие видимых дефектов, таких как коробление, деформация, наличие пятен грязи или химикатов.

3) Запрещается мыть и повторно использовать одноразовые беруши.

4) Использованные одноразовые беруши необходимо выбрасывать в конце каждой смены, а также в случае их загрязнения и деформации.

б) Звукоизолирующие наушники

1) Перед применением необходимо осмотреть наушники на наличие порезов и деформации, проверить плотно ли держится головной обод.

2) Необходимо содержать наушники в чистоте, мыть или протирать их по мере загрязнения.

3) Необходимо заменить наушники, когда они утратят свой первоначальный вид или герметичность, или, когда загрязнение не поддается очистке.

1.4. Предупреждающие знаки

1.4.1. Предупреждающие знаки

а) Предупреждающие знаки устанавливаются у входов на участки, где введено обязательное использование средств защиты органов слуха (то есть, участки, где обычно уровень шума равен или превышает 80 дБ-А).

б) На знаках графическим рисунком выражены требования применения СИЗОС. Пример типового знака показан в ИТБ-142 «Знаки безопасности и цветовая маркировка трубопроводов» (см. Приложение 142-1 «Знаки безопасности на объектах ТШО» раздел 3.0 «Предписывающие знаки»).

в) Знаки можно получить на центральном складе ТШО.

1.5. Медицинское обследование

1.5.1. Аудиометрическое обследование

а) В рамках обязательного медицинского обследования, все работники должны пройти первичное аудиометрическое обследование (основная аудиограмма), и далее проводятся ежегодные плановые аудиометрические обследования.

б) Медицинский отдел сравнивает каждую очередную плановую аудиограмму с основной аудиограммой работника, на предмет выявления постоянного изменения порога слышимости.

в) При выявлении постоянного изменения порога слышимости (ПИПС), работник должен в течение 30 рабочих дней пройти повторное аудиометрическое обследование, чтобы установить является это смещение временным или постоянным.

г) Медицинский отдел письменно извещает самого работника и его руководителя о том, что результаты аудиометрического обследования показали постоянное изменение порога слышимости. Письменное уведомление должно также содержать рекомендации по снижению уровня шумового воздействия на работника с целью предотвращения у данного работника дальнейшего снижения слуха в результате шумового воздействия.

д) В течение 7 дней после подтверждения диагноза ПИПС медицинский отдел письменно извещает об этом отдел ОП/ ТБ и ООС.

В таблице 4.8.4 приведены модели средств защиты органов слуха и соответствующие каждой модели коэффициенты снижения шума (КСШ). Вместо указанных моделей можно использовать подобные модели с аналогичным или более высоким КСШ, либо перечень может быть дополнен другими моделями, при этом данная процедура по технике безопасности пересмотру не подлежит.

Таблица 4.8.4 Модели средств защиты органов слуха

Наименование	Инвентарный №	Изготовитель	Тип	КСШ*, указанный на ярлыке*
1	2	3	4	5
Беруши, модель 1100	182681	3M	Беруши	37
Беруши, модель 1110 (со шнурком)	182678	3M	Беруши	37
Беруши многоразового использования, модель 1271	366535	3M	Беруши пластичные (формовка)	25

Наименование	Инвентарный №	Изготовитель	Тип	КСШ*, указанный на ярлыке*
1	2	3	4	5
Беруши, модель 2112.100	476726	UVEX	Беруши из вспененного полиуретана	24
Беруши, модель 2112.101	476725	UVEX	Беруши из вспененного полиуретана	24
Беруши с ободком, модель 1310	206452	3M	Беруши с ободком	26
Звукоизолирующие наушники, модель OPTIME I	385378	3M	Звукоизолирующие наушники, крепящиеся к каске	26

**Примечание по КСШ смотри ниже:*

1. Коэффициент снижения шума (КСШ) - расчётная однозначная величина, полученная в ходе лабораторных испытаний, с целью определения степени надежности средств индивидуальной защиты органов слуха (СИЗОС), исходя из степени снижения общего уровня шумового воздействия при использовании СИЗОС. Коэффициенты, полученные расчётным путем, не являются точными и степень защиты в соответствии с КСШ обеспечивается только в случае правильного пользования СИЗОС.

2. Для перевода С-взвешенной величины в А-взвешенную величину необходимо из КСШ вычесть 7.

Пример:

Результаты замеров уровня шумового воздействия показывают, что усредненное значение уровня шума на рабочем месте составляет 95 дБ-А. При пользовании берушами с КСШ = 33 дБ, расчетный уровень шумового воздействия будет составлять 69 дБА.

Расчетный уровень шумового воздействия =уровень звука в дБА - (КСШ - 7)

$$95 \text{ дБА} – (33 – 7) = 69 \text{ дБ-А}$$

3. При одновременном использовании различных видов средств защиты органов слуха (наушники поверх берушей), для расчета уровня шумового воздействия используется простой, хотя и консервативный метод, к расчетному КСШ для берушей необходимо прибавить 5 дБ-А, как оговорено в примечании 2 выше.

Пример:

Результаты замеров уровня шумового воздействия показывают, что усредненная величина уровня шума на рабочем месте составляет 105 дБ-А. При одновременном пользовании берушами с КСШ = 33 дБ и наушниками с КСШ = 20 дБ, расчетный уровень шумового воздействия составит 74 дБ-А.

Расчётный уровень шумового воздействия = уровень звука в дБ-А - [(КСШ сизос$_2$ - 7) +5]

$$105 – [(33 – 7) + 5] = 74 \text{ дБ-А}$$

$$105 – 31 = 74 \text{ дБ А}$$

4. Фактическое снижение шумового воздействия зависит от рабочих параметров средств защиты органов слуха и правильности их использования.

5. Проследите, чтобы рабочие знали, как правильно пользоваться средствами защиты органов слуха, чтобы добиться максимального снижения шумового воздействия.

В ТШО также действует Программа производственного контроля по промышленной гигиене (далее – Программа), которая разработана с целью оценки влияния производства на человека и его здоровье, соблюдения гигиенических требований в ходе технологических процессов в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами Республики Казахстан и положениями по проведению контроля вредных воздействий Американской ассоциации промышленной гигиены (ACGIH).

Программа устанавливает порядок организации контроля производственных факторов (химических и физических) на рабочих местах на объектах ТОО «Тенгизшевройл» (далее – ТШО).

Программа определяет уровень ответственности всех участников производственного контроля, перечень должностей работников, подлежащих медицинским осмотрам, перечень контролируемых показателей, методики исследований, контрольные точки и периодичность отбора проб.

Действие данной программы распространяется на все производственные объекты ТШО (цеха, участки, рабочие места, а также иные, отдельно стоящие подразделения ТШО), осуществляющие производственную деятельность.

1.1.1. Производственный контроль включает лабораторно-инструментальные исследования и испытания факторов производственной среды (физические факторы: температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение, производственный шум, вибрация, освещение, неионизирующие электромагнитные и электростатические поля (далее – ЭМП и ЭСП); химические факторы: аэрозоли (пыли), газы и пр.).

1.1.2. Программа определяет применяемые СИ и оборудование, методику и периодичность лабораторно-инструментальных исследований. При установленном соответствии содержания вредных веществ III и IV классов опасности уровню ПДК в течение последних 3 лет допускается проводить контроль не реже 1 раза в год. Инструментальные и лабораторные исследования осуществляются Бизнес-партнером, имеющим аккредитованную и аттестованную лабораторию.

1.1.3. Перечень химических веществ, физических факторов, выбор точек, в которых осуществляется отбор проб, лабораторные исследования и испытания, периодичность отбора проб и проведения исследований определены в соответствии с технологическими регламентами, климатическими условиями, санитарными правилами и гигиеническими нормативами.

1.1.3.1. Перечень исследуемых производственных факторов и перечень исследований, проводимых в рамках Программы, изложены в *Приложении 1.*

1.1.3.2. План мониторинга химических и физических факторов на текущий год представлен в *Приложении 2.*

1.1.3.3. Объекты производственного контроля с указанием точек (мест), определяемых показателей планового мониторинга приведены в *Приложении 3.*

1.1.4. Мониторинг физических производственных факторов (кроме шума): вибрация, освещенность, ЭМП, ЭСП, микроклимат, а также химических факторов по обращению заказчика – проводится по дополнительным (внеплановым) заявкам от руководителей производственных объектов **по данной форме запроса.**

1.1.5. Внеплановые заявки проводятся:

1.1.5.1. при вводе в эксплуатацию новых производственных объектов (установок); при модернизации систем;

1.1.5.2. при изменении технологических процессов;

1.1.5.3. после проведения ремонтных работ (техобслуживания);

1.1.5.4. при организации нового рабочего места;

1.1.5.5. при выявлении и устранении несоответствий по итогам инспекций (внутренние/внешние аудиты);

1.1.5.6. при выполнении плана по улучшению условий труда по итогам Аттестации производственных объектов (АПО).

1.2. Методы выполнения измерений

1.2.1. Процедура количественного определения вредных и опасных производственных факторов, оказывающих воздействие на человека, устанавливается в нормативных документах РК.

1.2.2. Методы выполнения измерений, применяемые в сфере производственного контроля, должны быть в обязательном порядке аттестованы и внесены в Реестр ГСИ РК.

1.2.3. Измерения проводятся во время нормального технологического процесса, при исправном состоянии и правильной эксплуатации оборудования.

1.2.4. Все случаи несоответствий должны быть предварительно устранены, либо, если эти отклонения носят временный характер, отмечены в протоколе измерения. После устранения несоответствий измерения проводятся повторно.

1.2.5. Производственный контроль включает лабораторно-инструментальные исследования и испытания факторов производственной среды (физические факторы: температура, влажность, скорость движения воздуха, тепловое излучение, производственный шум, вибрация, освещение, неионизирующие электромагнитные и электростатические поля (далее – ЭМП и ЭСП); химические факторы: аэрозоли (пыли), газы и пр.).

1.2.6. Программа определяет применяемые СИ и оборудование, методику и периодичность лабораторно-инструментальных исследований. При установленном соответствии содержания вредных веществ III и IV классов опасности уровню ПДК в течение последних 3 лет допускается проводить контроль не реже 1 раза в год. Инструментальные и лабораторные исследования осуществляются Бизнес-партнером, имеющим аккредитованную и аттестованную лабораторию.

1.2.7. Перечень химических веществ, физических факторов, выбор точек, в которых осуществляется отбор проб, лабораторные исследования и испытания, периодичность отбора проб и проведения исследований определены в соответствии с технологическими регламентами, климатическими условиями, санитарными правилами и гигиеническими нормативами.

1.2.7.1. Перечень исследуемых производственных факторов и перечень исследований, проводимых в рамках Программы, изложены в Приложении 1.

1.2.7.2. План мониторинга химических и физических факторов на текущий год представлен в Приложении 2.

1.2.7.3. Объекты производственного контроля с указанием точек (мест), определяемых показателей планового мониторинга приведены в Приложении 3.

1.2.8. Мониторинг физических производственных факторов (кроме шума): вибрация, освещенность, ЭМП, ЭСП, микроклимат, а также химических факторов по обращению заказчика – проводится по дополнительным (внеплановым) заявкам от руководителей производственных объектов по данной форме запроса.

1.2.9. Внеплановые заявки проводятся:

1.2.9.1. при вводе в эксплуатацию новых производственных объектов (установок); при модернизации систем;

1.2.9.2. при изменении технологических процессов;

1.2.9.3. после проведения ремонтных работ (техобслуживания);

1.2.9.4. при организации нового рабочего места;

1.2.9.5. при выявлении и устранении несоответствий по итогам инспекций (внутренние/внешние аудиты);

1.2.9.6. при выполнении плана по улучшению условий труда по итогам Аттестации производственных объектов (АПО).

1.3. Методы выполнения измерений

1.3.1. Процедура количественного определения вредных и опасных производственных факторов, оказывающих воздействие на человека, устанавливается в нормативных документах РК.

1.3.2. Методы выполнения измерений, применяемые в сфере производственного контроля, должны быть в обязательном порядке аттестованы и внесены в Реестр ГСИ РК.

1.3.3. Измерения проводятся во время нормального технологического процесса, при исправном состоянии и правильной эксплуатации оборудования.

1.3.4. Все случаи несоответствий должны быть предварительно устранены, либо, если эти отклонения носят временный характер, отмечены в протоколе измерения. После устранения несоответствий измерения проводятся повторно.

Выводы

При выполнении всех мероприятий, предусмотренных проектом, уровни воздействия физических факторов (шума и вибраций, электромагнитного излучения, освещенности) на персонал, население ближайшей жилой застройки не превысят нормативных значений, установленных санитарными нормами и правилами Республики Казахстан.

Проектными решениями предусмотрено использование машин, оборудования, конструкций, при которых уровни звука, вибрации, электромагнитного излучения и освещения будут обеспечены в пределах, установленных соответствующими ГОСТами, СанПиНами, СНиПами и требованиями международных документов.

Таким образом, в принятой шкале оценок воздействие физических факторов проектируемых работ по всем вариантам разработки месторождения Тенгиз будет следующим:

- Пространственный масштаб воздействия – ***ограниченный*** (2 балла), т.к. площадь воздействия составит до 10 км^2;
- Временной масштаб воздействия – ***многолетний*** (4 балла), т.к. продолжительность воздействия составит более 3-х лет;
- Интенсивность воздействия – ***незначительная*** (1 балл).

Интегральная оценка выражается 8 баллами – ***низкая*** значимость воздействия.

4.9. ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

В разделе 3 ОВВ к Проекту развития месторождения приведено описание альтернативных вариантов разработки месторождения Тенгиз. Каждый из рассматриваемых вариантов предусматривает индивидуальный набор технологических проектов (стратегий). Их технико-экономическая эффективность будет оцениваться в зависимости от ввода каждого из сценариев, что может привести к поэтапной и постепенной разработке.

В данном разделе приводится сравнение 9-ти альтернативных вариантов разработки месторождения Тенгиз с точки зрения водопотребления, образования сточных вод и повторного использования очищенных сточных вод.

4.9.1. Источники водоснабжения

Основной источник водоснабжения

Ввиду ограниченности пресными поверхностными водными ресурсами, высокой минерализацией подземных вод восточное побережье северного Каспия в целом можно считать практически безводным и полностью зависящим от импорта водных ресурсов. В этой связи водохозяйственная деятельность производства, ее рациональность и эффективность становятся приоритетными и с экономической, и с экологической точки зрения. С экономической, поскольку затраты на приобретение и транспортировку больших объемов свежей воды начинают занимать все больший удельный вес в общих затратах на производство, снижая тем самым прибыльность. С экологической же точки зрения встает вопрос о рациональном использовании этого природного ресурса, с одной стороны, и необходимости решения вопросов отвода, сброса значительных объемов сточных вод.

Водоснабжение объектов ТОО «Тенгизшевройл» (далее ТШО) осуществляется в соответствии с условиями договора с предприятием ТОО «Магистральный водовод» (далее МВ). Водозаборные сооружения расположены в поселке Кигач. Речная вода по магистральному трубопроводу («Астрахань – Мангышлак») диаметром 1220 мм подается на насосную станцию г. Кульсары, откуда часть воды без очистки поступает в систему технического водоснабжения района, а часть подается на водопроводные очистные сооружения для приготовления воды питьевого качества.

Очистка речной воды до питьевого качества производится на водопроводных очистных сооружениях г. Кульсары, после чего подается для обеспечения питьевых потребностей самого районного центра и по трубопроводу диаметром 426 мм подается в поселки Новый Каратон, Косчагыл и в вахтовые поселки Тенгиз, ПТШО, Шанырак.

Таким образом, вода на нужды ТШО поступает по двум трубопроводам системы «Тенгиз-Кульсары»: диаметром 530 мм (техническая) и диаметром 426 мм (питьевая).

Компания ТШО является вторичным водопользователем. На каждом объекте учет получаемой воды ведется самостоятельно.

В соответствии с требованиями п.1, статьи 72 Водного Кодекса Республики Казахстан (далее ВК РК), п.9 ст.222 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее ЭК РК), ТШО в целях рационального использования водных ресурсов осуществляет мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.

Для использования на хозяйственно-питьевые нужды персонала, работающих на объектах и проживающих в вахтовых посёлках, предусматривается очистка волжской воды на следующих водоочистных установках (далее ВОС): ВОС на Промбазе, ВОС на ЗВП, ВОС на ЗТП, ВОС посёлка ТШО, ВОС посёлка Шанырак, ВОС вахтового посёлка Оркен и ВОС вахтового посёлка Тенгиз.

В целях проведения производственно-лабораторного контроля над качеством очистки, пробы воды ежедневно отправляются в центральную заводскую лабораторию ТШО.

Качество воды

Качество очищенной воды на ВОС, используемой на хозяйственно-питьевые нужды по всем ингредиентам должно соответствовать требованиям СП «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26).

Компания ТОО Тенгизшевройл, осуществляющая водоснабжение и эксплуатацию систем водоснабжения, осуществляет производственный контроль качества питьевой воды, в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к осуществлению производственного контроля» (приказ Министра здравоохранения от 7 апреля 2023 года № 62), которые включают:

1) перечень контролируемых показателей качества питьевой воды и их гигиенические нормативы по каждому пункту отбора проб в составе:
   - микробиологические и паразитологические;
   - органолептические;
   - радиологические (радиационной безопасности);
   - обобщенные;
   - остаточные количества реагентов водоподготовки;
   - химические вещества техногенного происхождения, выявленные по результатам расширенных исследований воды источника водоснабжения, для постоянного производственного контроля;
2) методики определения контролируемых показателей с указанием допустимой ошибки метода измерения;
3) план пунктов отбора проб воды в местах водозабора, перед подачей воды в распределительную сеть (в резервуаре чистой воды) и в пунктах водозабора наружной и внутренней сети водопровода (для больших водопроводов, кроме того, в специально оборудованной пробоотборной точке, ближайшей к границе зоны эксплуатационной ответственности организации, осуществляющих водоснабжение);
4) количество контролируемых проб воды и периодичность их отбора для лабораторных исследований (испытаний), по каждому пункту отбора проб;
5) календарные графики отбора проб воды и проведения их исследования (испытания).

4.9.2. Рациональное использование водных ресурсов

ТШО понимает высокую ценность пресной воды, которая является основополагающим социальным, природным и экономическим ресурсом, в связи с чем придает большое значение рациональному использованию воды. Ввиду отсутствия собственных ресурсов поверхностных и подземных пресных вод в районе Тенгизского месторождения, водоснабжение производственных объектов ТШО, как и многих других потребителей воды в Атырауской области, осуществляется из водозабора, расположенного на левом берегу реки Кигач – одной из проток реки Волга, по водоводу «Астрахань-Мангышлак».

В целях экономии пресной воды и сокращения объемов сбрасываемых сточных вод на действующих объектах предусмотрены локальные системы закрытого оборотного

водоснабжения и повторного использования воды, а также проводятся дополнительные организационные мероприятия по рациональному использованию водных ресурсов.

Компания инвестировала значительные средства на строительство и эксплуатацию наилучших доступных технологий в области повторного использования воды и продолжает обеспечивать ресурсами для поддержания функционирования данных технологий. Это позволяет ТШО поддерживать высокие показатели по рациональному использованию водных ресурсов, так показатель повторного использования воды к концу 2022 года достиг 49% [1].

Канализационные очистные сооружения (КОС) и сооружений повторного использования воды (ПИВ) – это крупные капитальные проекты ТШО, нацеленные на сохранение ресурсов пресной воды и управление обработкой сточных вод. Эксплуатация сооружений повторного использования воды (ПИВ) поддерживает инициативы ТШО по сохранению пресной воды и устойчивому управлению сточными водами. Введенные в эксплуатацию в 2016 г., ПИВ являются основным элементом долгосрочной комплексной программы ТШО по рациональному использованию водных ресурсов.

На рисунке 4.9.2-1 представлена информация по повторному использованию воды в сравнении с забором свежей воды.

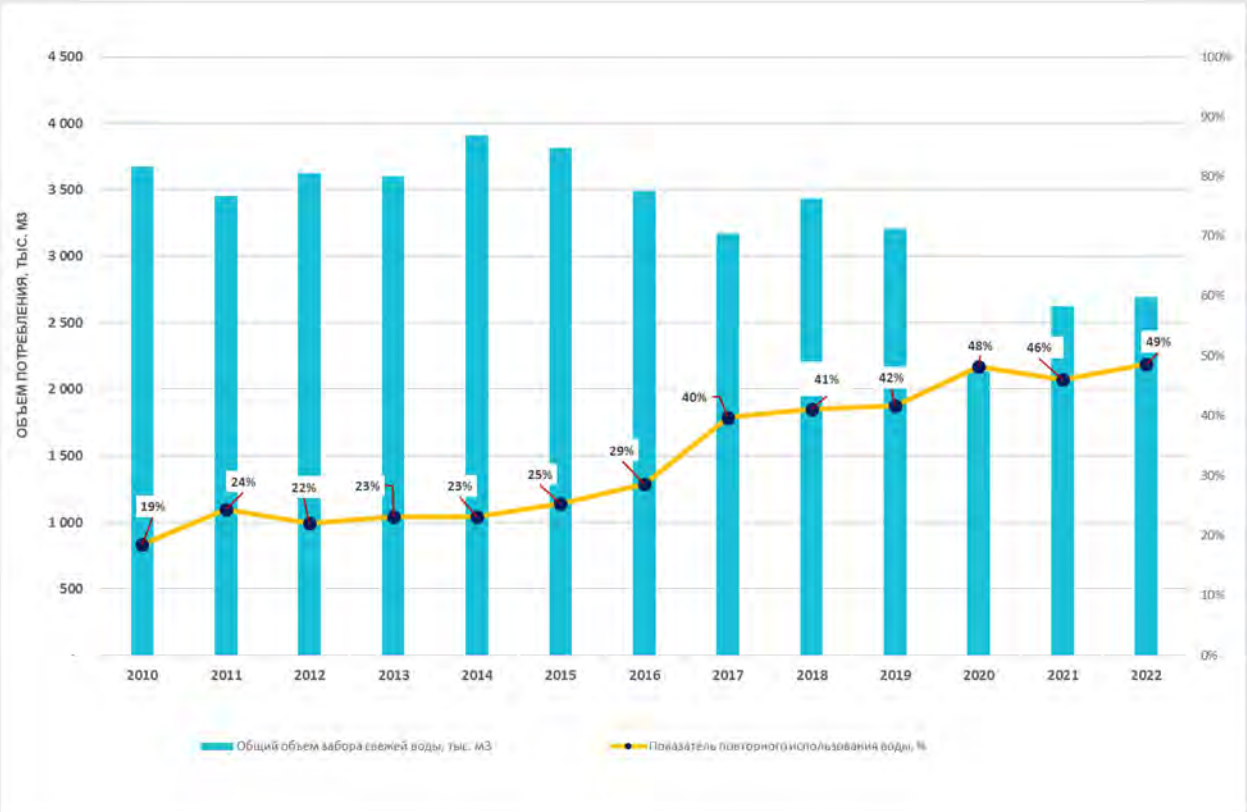


Рисунок 4.9.2-1. Повторное использование воды в сравнении с забором свежей воды

Анализ данных из открытых источников показал, что ТШО является единственной Компанией в своей отрасли в РК, внедривший в свою водохозяйственную деятельность процессы очистки, доводящие хозяйственно-бытовые сточные воды до качества,

[1] *Расчет процента повторного использования выполнялся в соответствии с п. 21 «Методики по формированию показателей статистики окружающей среды», утвержденной Приказом и.о. Председателя Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 25 декабря 2015 года № 223.*

пригодные для технических и технологических нужд. ТШО рассматривает сточные воды не как ненужные стоки, а как ресурс, который можно использовать на производстве повторно с помощью очистки воды.

При этом не стояла задача создать экономически выгодное решение. Основным стимулом было не увеличивать объемы потребляемой воды из Магистрального водопровода, несмотря на растущее количество персонала и увеличение производственных мощностей.

Благодаря высокому уровню использования очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод, снижается нагрузка на природные источники пресной воды, уменьшается сброс очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод и загрязняющих веществ в приемники сточных вод. Таким образом выполняются требования ст. 212 Экологического Кодекса Республики Казахстан и ст. 115 Водного Кодекса Республики Казахстан.

Указанные успешные результаты сокращения водопотребления из Магистрального водопровода стали возможными благодаря проводимой ТШО на протяжении нескольких лет природоохранной кампании по повышению эффективности экономии водопотребления на Тенгизе, включая объекты ТШО и подрядных организаций, и по продолжению долгосрочной комплексной программы ТШО по рациональному использованию водных ресурсов.

4.9.3. Система водоснабжения и водоотведения существующих объектов

Водоснабжение

Источником водоснабжения для месторождения «Тенгиз» является водовод волжской воды «Астрахань – Мангышлак» диаметром 1200 мм.

Поступающая вода проходит очистку и обеззараживание на собственных водоочистных установках ТШО. В целях проведения производственно-лабораторного контроля над качеством очистки, пробы воды ежедневно отправляется в центральную заводскую лабораторию ТШО.

Водоотведение

Схемы водоотведения объектов, входящих в состав ТОО «Тенгизшевройл», приняты в соответствии со сложившейся традиционной схемой сбора и отведения сточных вод в данном районе с использованием местных климатических условий для разгрузки объема образовавшихся сточных вод.

Водоотведение определяется нормой водопотребления исходной воды и нормативами безвозвратных потерь в процессе её использования и складывается производственными сточными водами и хозяйственно-бытовыми сточными водами.

Также дополнительно в производственном процессе образуются: пластовые воды (добыча нефти), вода с процесса SCOT, грунтовые воды при строительстве (земляные работы) и поверхностные воды (дождевые и талые).

Комплексные технологические линии (КТЛ)

Водоснабжение

Для хозяйственно-питьевых целей, работающего персонала на КТЛ поступает вода питьевого качества с площадки Промбазы, где проходит очистку и обеззараживание. Учет поступающей воды питьевого качества на КТЛ ведется счетчиком марки ВС-50.

Хранение воды питьевого качества на КТЛ предусмотрено в двух резервуарах емкостью 1000 м^3, каждый, откуда насосами подается в кольцевую сеть хозяйственно-питьевого

водопровода (В1) для обеспечения водой хозяйственно-бытовых нужд, работающих на КТЛ, приготовления пищи в заводской столовой, а также подводится к аварийным душевым и фонтанчикам для промывки глаз расположенным в местах работы с химическими веществами и реагентами.

Источником водоснабжения для производственных нужд и пожаротушения зданий и сооружений на КТЛ является водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз» по отпуску технической воды. Хранение запаса технической воды на технологические нужды завода в соответствии с технологическим регламентом, а также противопожарных нужд КТЛ предусмотрено в шести наземных резервуарах объемом по 2000 м^3, каждый, откуда вода насосами подается в кольцевую сеть производственно-противопожарного водопровода. Учет воды ведется счетчиком типа ВС-150.

Хранение технической воды для нужд котельных предусмотрено отдельно в трех наземных резервуарах емкостью 2000 м^3, каждый. Из резервуаров вода насосами подается в сеть водопровода технической воды для производственных нужд котельных (приготовление пара и горячей воды) в кольцевую сеть противопожарного водопровода для внутреннего и наружного пожаротушения котельных. Учет воды ведется счетчиками марки ВСХ-80 и ВС-100.

В целях экономии свежей технической воды на КТЛ предусмотрено повторное использование на производственные нужды, в соответствии с технологическим регламентом, следующие очищенные сточные воды:

- охлаждённая и очищенная вода, полученная из технологического процесса установки SCOT (очистка хвостовых газов);
- вода, полученная после очистки хозяйственно-бытовых сточных вод на КОС на Тенгизе и дополнительно подготовленная на сооружениях ПИВ.

В целях рационального использования водных ресурсов на КТЛ имеются локальные системы оборотного водоснабжения:

1. Для обеспечения требуемой степени охлаждения оборотной воды для охлаждения компрессорного, насосного и технологического оборудования в системах закрытого оборотного водоснабжения установлены аппараты воздушного охлаждения;
2. Система паро-конденсата на КТЛ (5-нитка, котельная) является оборотной системой замкнутого типа и работает по следующей схеме: производится пар – конденсируется – собирается и отправляется снова на производство пара. В связи с неизбежными потерями (продувка, дренаж, посты энергоресурсов и т.п.) производится подпитка системы умягченной водой от станции химводоочистки котельной.

Водоотведение

В результате многоэтапного технологического процесса переработки нефти и газа на КТЛ образуются следующие воды:

- Сточные воды следующих групп:
  - пластовая вода и сточные воды после обессоливания нефти, очищенные на установке У-800 от сероводорода, нефтепродуктов, механических примесей и растворенных солей, отвадятся на установку Белый Слон на закачку;
  - отработанный щелочной раствор, образующийся после использования в системе очистки нефти от меркаптанов на установке демеркаптанизации (ДМК), после регенерации используется повторно в технологическом процессе очистки нефти от меркаптанов;
  - щелочные сточные воды с блока очистки пропана и бутана от меркаптанов Установок 700 КТЛ и ЗВП, из резервуаров парка хранения товарной нефти (РПН)

и с различных технологических участков (в т.ч. от насосов приемников щелочи, дренажных насосов щелочной воды, насосов циркуляции щелочи) возвращаются в систему очистки и подготовки щелочной воды установки ДМК для повторного использования. При избыточном образовании, очищенные щелочные воды поступают на установку нейтрализации, где воды нейтрализуются до уровня pH 6,5-8,5 и сбрасываются в систему производственно-дождевой канализации ГПЗ для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку. При недостаточной нейтрализации и при ремонте УНЩ, щелочные сточные воды будут направлены на утилизацию по договору в стороннюю организацию как водно-щелочной раствор;

- продувочные воды от котлов энергоцеха (котельной) и с установки восстановления серы, загрязнённые растворимыми солями K^++Na^+, хлоридами и сульфатами, которые сбрасываются в систему производственно-дождевой канализации для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку, либо на поля КТЛ при производственной необходимости;
- конденсатные стоки, образующиеся при капитальном ремонте Установок 200 и 300 на КТЛ1, КТЛ 2, 5-й нитке (производство) и на ЗВП в результате пропарки с Zime Flow с содержанием отработанного амина, раствора Zime Flow, углеводородов, механических примесей, солей и др., после предварительной переработки на центрифуге поступают в резервуары статического отстоя КОС производственно-дождевых сточных вод для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку, либо на поля испарения КТЛ при производственной необходимости;
- сбросы с установок и объектов производства, включая капремонты различных установок/объектов КТЛ отводятся в систему производственно-дождевой канализации для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку, либо на поля испарения КТЛ при производственной необходимости;
- талые и дождевые сточные воды, собираемые с технологических площадок, отводятся в систему производственно-дождевой канализации для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку, либо на поля испарения КТЛ при производственной необходимости.

- Технологические воды следующих групп:
  - вода из процесса очистки газа с установки СКОТ после очистки, нейтрализации и охлаждения поступает в сеть технической воды для производственных нужд, а при недостаточной очистке (не кондиционная вода) поступают в систему производственно-дождевой канализации или на установку 800 для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку;
- Сточные воды установки химводоочистки новой котельной:
  - сточные воды после регенерации натрий катионитовых фильтров раствором NaCl, которые представлены регенерационными растворами, содержащими катионы жесткости Ca, Mg, а также хлориды, сульфаты с общим солесодержанием более 3,0 г/л;
  - продувочные воды, которые загрязнены растворимыми солями K+Na, хлоридами, сульфатами при проведении периодических и постоянных продувок котлов;
  - сточные воды при проведении обратной промывки механического фильтра и процесса обратноосмотической обработки.

Сточные воды установки химводоочистки и продувочные воды от котлов отводятся в систему КЗ для очистки на КОС КЗ КТЛ.

Производственные и дождевые сточные воды с установок производственных площадок КТЛ и прилегающих к ним объектов по сети производственно-дождевой канализации КЗ поступают в резервуар-накопитель объемом 1760 м^3 КНС 61/3, откуда подаются на КОС КЗ для очистки. После очистки сточные воды подаются в резервуары установки «Белый слон» для закачки в подземные горизонты.

В результате использования воды питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды работающих людей на КТЛ образуются хозяйственно-бытовые сточные воды, которые по системе хозяйственно-бытовой канализации отводятся в подземную бетонную емкость объемом 580 м^3 канализационной насосной станции (КНС), откуда насосами перекачиваются на КНС Промбазы и далее перекачиваются на КОС на Тенгизе для очистки. На линии нагнетания установлены манометры, клапаны, расходомер.

Завод второго поколения (ЗВП)

Водоснабжение

Для водоснабжения Завода второго поколения (ЗВП) предусмотрена единая ветка трубопровода диаметром 150 мм от места врезки в водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз». Техническая вода, поступающая на площадку ЗВП хранится в двух резервуарах сырой/пожарной воды общим объёмом 16644 м^3, откуда насосами подаётся в распределительный коллектор технической воды и используется для пожаротушения и в различных производственных процессах, а также для приготовления воды питьевого качества.

Для получения воды питьевого качества предусматривается блок подготовки питьевой воды. Сырая вода технического качества вначале проходит процесс предварительной подготовки воды, в которую входят ее коагуляция, осаждение, фильтрация и, при необходимости, умягчение. Система очистки питьевой воды состоит из песочного фильтра, за которым установлен фильтр с активированным углем. Оба фильтра периодически промываются противотоком очищенной воды из резервуара промывочной воды в автоматическом режиме за счет перепада давления на фильтрах. Сырую воду хлорируют, добавляя гипохлорит натрия на входе в песчаный фильтр (предварительное хлорирование) и на выходе из фильтра с активированным углем (хлорирование после фильтрации).

Очищенная вода питьевого качества направляется в резервуар объемом 28 м^3 для хранения питьевой воды, откуда насосами по сети хозяйственно-питьевого водопровода подаются к санитарным приборам, установленным в бытовых помещениях и к аварийным душевым на производственных площадках.

Техническая вода используется на технологические нужды ЗВП согласно технологическому регламенту, а также для подачи воды в противопожарную систему. Противопожарная система предусматривает два раздельных коллектора, присоединяемых к действующей противопожарной системе на участке КТЛ-2,3 (КТЛ) обеспечивая при этом дополнительную поддержку действующей противопожарной системе.

В целях экономии свежей технической воды на ЗВП, в соответствии с технологическим регламентом, предусмотрено повторное использование на производственные нужды следующие очищенные сточные воды:

- охлаждённая и очищенная вода, полученная из технологического процесса установки SCOT (очистка хвостовых газов);
- вода, полученная после очистки хозяйственно-бытовых сточных вод на КОС на Тенгизе и дополнительно подготовленная на сооружениях ПИВ.

В целях рационального использования водных ресурсов на ЗВП имеются локальные системы оборотного водоснабжения.

Система паро-конденсата на ЗВП является оборотной системой водоснабжения замкнутого типа и работает по следующей схеме: производится пар – конденсируется – собирается и отправляется снова на производства пара. В связи с неизбежными потерями (продувка, дренаж, посты энергоресурсов и т.п.) производится подпитка системы.

Водоотведение

В результате многоэтапного технологического процесса переработки нефти и газа на ЗВП образуются следующие воды:

- сточные воды следующих групп:
  - вода после обессоливания нефти совместно с пластовой водой, очищенная на установке У-800 от сероводорода, нефтепродуктов, механических примесей и растворенных солей, подается на установку Белый слон для закачки в подземные горизонты;
  - продувочная вода от котлов (ТУПГ), которая сбрасывается в систему канализации промливневых сточных вод;
  - промывочные воды фильтра амина и другие промывочные воды и проливы с технологических площадок отводятся в систему канализации промливневых сточных вод;
  - талые пожарные и дождевые сточные воды, отводимые с технологических площадок, отводятся в систему канализации промливневых сточных вод;
  - производственные сточные воды повышенной минерализации от установки водоподготовки (У-9100) отводятся на поля испарения ЗВП (Р-9302);
  - щелочные сточные воды с блока очистки от меркаптанов Установки 700 вывозятся на КТЛ на установку ДМК в систему очистки и подготовки щелочной воды;
  - сбросы сточных вод с установок и объектов производства, включая капремонты различных установок/объектов ЗВП и ЗСГ отводятся в систему производственно-дождевой канализации.
- технологические воды следующих групп:
  - вода из процесса очистки газа с установки СКОТ поступает в систему приготовления деминерализованной воды, а при недостаточной очистке поступают в систему производственно-дождевой канализации для очистки и последующей подачи на установку Белый Слон на закачку;
  - дистиллят после испарительной установки водоподготовки деминерализованной воды поступает на повторное использование для получения деминерализованной воды.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях производственных и непроизводственных зданий, здании столовой самотёком отводятся в приёмные ёмкости (септики), откуда по мере накопления сточные воды вакуумными машинами вывозятся на КОС на Тенгизе для очистки.

Поверхностные сточные воды с асфальтированных технологических площадок, а также производственные сточные воды после гидроуборки и промывки оборудования и трубопроводов, смывов от аварийных душей, незапланированных проливов с технологического оборудования, находящихся на технологических участках и участках

энергосредств, включая воды собранные после продувки парогенератора-утилизатора, отводятся в открытую дренажную систему и направляются в сборники-отстойники, откуда насосами подаются на установку очистки сточных вод (УОСВ) для очистки. Очищенные сточные воды после УОСВ поступают в резервуар, откуда насосами перекачиваются на установку Белый слон для отстаивания и последующей закачки в подземные горизонты для захоронения.

Закачка сырого газа (ЗСГ)

Водоснабжение

Для водоснабжения ЗСГ предусмотрена единая ветка трубопровода диаметром 150 мм от места врезки в водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз».

Хранение запаса технической воды предусмотрено в 2-х резервуарах объемом 2430 м^3, каждый. Техническая вода из резервуаров используется для пожаротушения и на производственные нужды.

Техническая вода отбирается из резервуаров пожарной/технической воды с помощью насосов технической воды и подается по системе трубопроводов на двадцать четыре поста снабжения энергоресурсами.

Доставка воды питьевого качества на площадку ЗСГ осуществляется автоцистернами от системы хозяйственно-питьевого водоснабжения поселка Шанырак. Хранение воды питьевого качества предусмотрено в емкостях. Вода питьевого качества по трубопроводу подается к санитарным приборам, установленным в бытовом помещении РЭУ.

Противопожарный водопровод предусмотрен кольцевого начертания диаметром 500 мм для подачи воды на нужды пожаротушения по защите от пожара технологических установок ЗСГ и связанного с ним оборудования.

В соответствии с технологическим регламентом для промывки турбинных лопастей газокомпрессорной турбины ВД предусмотрено использование деминерализованной воды, которая доставляется и хранится в резервуаре деминерализованной воды.

Водоотведение

Образующиеся на ЗСГ производственные сточные воды от технологических и вспомогательных систем и поверхностные сточные воды с асфальтированных технологических площадок отводятся в заглубленную герметичную емкость технологических вод, откуда периодически откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом на КОС (КЗ) КТЛ для очистки.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях ЗСГ отводятся в емкость-септик, откуда периодически откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом на КОС Тенгиз для очистки.

Объекты Проекта Будущего Расширения/Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД)

Завод третьего поколения (ЗТП)

Водоснабжение

Источником водоснабжения площадки ЗТП является водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз». Техническая вода от места врезки по трубопроводу 400 мм подается в резервуары хранения технической/пожарной воды в количестве 2 шт. с рабочим объемом 21299 м^3 каждый.

Система технического водоснабжения предназначена для удовлетворения потребностей в воде установки подготовки деминерализованной воды и технологических нужд.

Основные потребители технической воды:

- Установка деминерализованной воды;
- Установка очистки производственных сточных вод;
- Энергопосты;
- Здания химреагентов (41/43/44-UB-4001);
- Охладители точек отбора проб.

Основные потребители деминерализованной воды:

- Котельные установки;
- Установка подготовки питьевой воды;
- Насос отстойника каустика;
- Установка хранения каустика;
- Установка хранения этиленгликоля;
- Промывочная вода для лопастей установок газотурбинных генераторов;
- Подпитка охлаждающего закрытого контура на компрессорах сырого влажного газа второй ступени;
- Подпитка охлаждающего закрытого контура на компрессорах СПД;
- Обеспечение потребности емкости растворителя COS и буферной емкости воды;
- Увлажнение системы ОВКВ в зимний период;
- Здания химреагентов;
- Вода для обратной промывки на блок доочистки конденсата.

Для получения хозяйственно-питьевой воды предусмотрена установка подготовки питьевой воды. Источником водоснабжения служит деминерализованная вода от установки деминерализации. Установка подготовки питьевой воды принята в блочно-модульном исполнении, производительностью 4,0 м^3/ч.

Система хозяйственно-питьевого водоснабжения предназначена для обеспечения водой санитарно-бытовых приборов (санузлы, раковины, водоразборные краны) зданий ЗТП и СПД, здания энергоблоков и здания инженерных коммуникаций, а также для обеспечения водой аварийных душей.

В целях рационального использования водных ресурсов на ЗТП имеются локальные системы оборотного водоснабжения:

- Установка 41-9200, система охлаждения СПД. Система охлаждения состоит из двух отдельных закрытых контура водного раствора этиленгликоля;
- Система паро-конденсата на ЗТП - является оборотной системой замкнутого типа и работает по следующей схеме: производится пар – конденсируется – собирается и отправляется снова на производство пара.

Водоотведение

В результате многоэтапного технологического процесса переработки нефти и газа на ЗТП образуются следующие воды:

- сточные воды следующих групп:
  - вода после обессоливания нефти совместно с пластовой водой, очищенная на установке У-800 от сероводорода, нефтепродуктов, механических примесей и

растворенных солей, подается на установку Белый слон для закачки в подземные горизонты;

- продувочная вода от котлов и возвратные потоками воды установки обратного осмоса после фильтрации подаются на установку Белый слон для закачки в подземные горизонты;
- поток обратной промывки с блока доочистки конденсата, фугат с установки обработки шлама напрямую отводятся уравнительную емкость и далее поступают на УОСВ для очистки.

Загрязненные производственно-дождевые сточные воды (включая ливневые стоки и пожарную воду), собранные с разных объектов ПБР (ЗТП, СПД, ЗСГТП, факельное хозяйство и участка выработки электроэнергии), самотеком поступают в отстойники поверхностно-загрязненных стоков (ПЗС) и далее направляются на Установку очистки сточных вод (УОСВ) для очистки. Очищенные сточные воды перекачиваются на участок отпарки кислой воды, где совместно с отпаренными технологическими водами направляются в накопительные резервуары установки «Белый слон» для усреднения и последующей закачки в подземные горизонты.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях ЗТП отводятся в емкости-септики, откуда периодически откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом на КОС Тенгиз для очистки.

Закачка сырого газа третьего поколения (ЗСГТП)

Водоснабжение

Источником водоснабжения площадки ЗСГТП является водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз», врезка в трубопровод диаметром 200 мм, предусмотренный для снабжения водой объектов Промысла.

Техническая вода, поступающая на площадку ЗСГТП подается в резервуары хранения технической/пожарной воды в количестве 2 шт. с рабочим объемом 2 456 м^3 каждый. Система технической воды предназначена для снабжения водой энергопостов и для тестирования противопожарного оборудования.

Для хозяйственно-бытовых нужд вода питьевого качества доставляется в автоцистернах с ЗТП от установки подготовки питьевой воды и хранится в резервуарах питьевой воды. Система хозяйственно-питьевого водопровода предназначена для обеспечения водой санитарно-бытовых приборов (санузлы, раковины, водоразборные краны), а также для обеспечения водой аварийных душей и станций для промывания глаз на производственных объектах и увлажнение системы ОВКВ.

Водоотведение

Образующиеся на ЗСГТП производственные сточные воды от технологических и вспомогательных систем и поверхностные сточные воды с загрязнённых технологических площадок, сточные воды после гидроуборки и промывки оборудования, смывы от аварийных душей отводятся в отстойники, откуда периодически перекачиваются насосами в отстойники поверхностно-загрязненных стоков, расположенных на площадке ЗТП для дальнейшей очистки на УОСВ.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях ЗСГ отводятся в емкость-септик, откуда периодически откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом на КОС Тенгиз для очистки.

База проекта будущего расширения (ПБР)

Водоснабжение

Источником водоснабжения базы ПБР является водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз», от трубопровода технической воды диаметром 150 мм, расположенный в районе промышленной базы ТШО. Вода поступает через фильтры технической воды в резервуары технической/пожарной и насосами подается в систему водопровода технической воды. Техническая вода используется для подготовки бетонной смеси на бетонном заводе, для обеспечения и восполнения систем пожарной воды и централизованного отопления, а также для проведения пылеподавления на дорогах и участках складирования инертных материалов.

Источником хозяйственно-питьевой воды базы ПБР является существующий трубопровод питьевой воды диаметром 200 мм, расположенный рядом с промбазой ТШО. Вода поступает в резервуар хозяйственно-питьевой воды, который обеспечивает трехсуточный запас воды и подается в систему хозяйственно-питьевого водопровода для обеспечения водой санитарно-бытовых приборов (санузлы, раковины, водоразборные краны).

Водоотведение

В соответствии с составом сточных вод на площадке Базы подрядчиков проектом предусматриваются раздельные системы канализации.

Для сбора, образующихся хозбытовых сточных вод от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях (умывальники, унитазы, душевые), в столовых (приём пищи) предусмотрены септики (водонепроницаемые емкости). Стоки из септиков будут периодически откачиваться автоцистернами, снабженными вакуумными насосами, для транспортировки на новые КОС на Тенгизе для очистки.

Для сбора потенциально загрязненных ливневых и талых стоков с участков парковки машин, парковки автобусов и автобусных площадок для высадки людей, имеющих бетонное покрытие и расположенных в северной и южной частях Центрального участка предусматриваются две дренажные системы ливневой канализации. Поверхностные сточные воды будут собираться и отводиться системой бетонных каналов, заделанных решетками, с помощью подземного трубопровода, проложенного до сепарационной установки, откуда загрязненные сточные воды будут откачиваться автоцистерной. Незагрязненные поверхностные стоки отводятся в обход сепаратора в локальную открытую канаву для сброса в пруд-отстойник дождевой воды.

Технология ведения работ на Базе ПБР не предполагает образования производственных сточных вод.

К безвозвратным потерям относится вода, теряемая при использовании на пылеподавление на дорогах и участках складирования, а также на приготовление раствора бетона.

Промысел (Тенгизское и Королевское месторождение) и Офис Промысла

Водоснабжение

Источником водоснабжения объектов Промысла является водовод диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз», врезка трубопроводом диаметром 200 мм. Учет забираемой воды ведется счетчиком типа СТВ-80, который установлен в специальном узле учета линии НПС. Вода технического качества используется для производственных нужд объектов Промысла (гидроиспытание трубопроводов, обеспыливание и др.), при обустройстве и ремонте скважин, а также на увлажнение грунта при рекультивации земельных участков.

Для обслуживания и управления промысла недалеко от Тенгизского и Королевского месторождений предусмотрен офис Промысла для работников с бытовыми помещениями.

Водопотребление на хозяйственно-бытовые нужды офиса промысла обеспечивается водой питьевого качества из сети хозяйственно-питьевого водопровода Промбазы (водопровод, идущий на КТЛ, врезка на Базе Бурения).

Для хозяйственно-питьевых нужд людей, занятых при СМР на Промысле и при рекультивации земельных участков завозится бутилированная вода и вода питьевого качества в емкостях из сети хозпитьевого водопровода офиса Промысла.

Водоотведение

Производственные сточные воды образуются на Промысле после проведения гидравлического тестирования трубопроводов и оборудования. В целях рационального использования воды, гидравлическое тестирование оборудования и трубопроводов будет проводиться последовательно, с использованием воды от предыдущей операции по участкам. После проведения анализа, если повторное использование невозможно в связи с загрязнением, данная вода будет вывозиться на КОС КЗ КТЛ для очистки.

Хозяйственно-бытовые сточные воды от санитарных приборов, установленных в бытовых помещениях Промысла и офиса Промысла, отводятся в емкости-септики, откуда периодически откачиваются и вывозятся специализированным автотранспортом на КОС Тенгиз для очистки.

Бурение и обустройство скважин

Водоснабжение

Снабжение водой технического качества при бурении и обустройстве скважин на Тенгизском и Королевском месторождениях предусматривается из сети технического водопровода диаметром 200 мм, действующий на промысле. Учет забираемой воды ведется счетчиком типа СТВ-80, который установлен в специальном узле учета линии НПС. Хранение технической воды на каждой буровой установке предусматривается в емкостях, обеспечивающих пожарный и аварийный запасы воды.

На буровой установке техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, на освоение и испытание скважин, мытье оборудования, рабочей площадки, приготовление пара в холодное время года и другие технические нужды. Расход технической воды на производственные нужды при строительстве одной скважины (бурение и обустройство) ОВОС к проекту «Бурение эксплуатационной горизонтальной скважины Т-4848 проектной глубиной 6724 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз в Атырауской области Республики Казахстан», принят 301,0 м^3.

Снабжение водой на хозяйственно-питьевые нужды рабочих, находящихся на буровой площадке и в полевом лагере будет осуществляться привозной питьевой водой из хозяйственно-питьевого водопровода Промбазы. Хранение воды питьевого качества предусматривается в специальной емкости. Расход питьевой воды на хозяйственно-питьевые нужды при строительстве одной скважины (бурение и обустройство) согласно к проекту «Строительство эксплуатационных и нагнетательных скважин на м/р Тенгиз в Атырауской области» принят 297,0 м^3.

Водоотведение

Буровые сточные воды, образующиеся при мытьё бурового оборудования и инструмента, а также буровой площадки при проливе бурового раствора, собираются в отдельной ёмкости

и после отстаивания повторно используются на мытьё бурового оборудования и инструмента. После окончания бурения скважины остаточные буровые сточные воды вывозятся на Завод буровых растворов (База бурения) для повторного использования. Согласно эксплуатационным данным в процессе выполнения буровых работ на одной скважине образуется 200,0 м^3 буровых сточных вод.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на площадках буровых установок от санитарных приборов, установленных в вагончиках, собираются в септики и по мере накопления вывозятся вакуумными машинами на КОС Тенгиз.

Промышленная база

Водоснабжение

Водоснабжение объектов Промбазы осуществляется от водовода технической волжской воды диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз». Учет воды ведется водоизмерительным счетчиком ВСХН-80 марки «PoWoGaz», № 10803130 и турбинным счетчиком марки “Elster” №4086104.

Хранение технической воды на Промбазе предусмотрено в резервуаре технической (сырой) воды объемом 2000 м^3.

Для очистки воды и использования на хозяйственно-питьевые нужды объектов Промбазы предусмотрена водоочистная установка «Каллиган» производительностью 120 м^3/ч. Технологический процесс очистки поступающей воды до питьевого качества включает в себя следующие стадии:

1) Подача флокулянта, коагулянта и химических реагентов;
2) Фильтрация на песочных (4 шт.) и угольных (2 шт.) фильтрах.

После фильтров очищенная вода подвергается дезинфекции раствором гипохлорита натрия и насосом подается в резервуары чистой воды в количестве 18 шт. емкостью по 100 м^3. Из резервуаров чистой воды с помощью насосов вода подается в сеть хозяйственно-питьевого водопровода для обеспечения водой питьевого качества объектов Промбазы, Базы бурения, Комплексных технологических линий (КТЛ), Промысла, участка эксплуатации и технического обслуживания новой промышленной базы (УЭиТО ПБ), базы ПБР, строительные площадки и на буровые установки.

Таблица 4.9.3-1 Необходимый объем воды питьевого качества, очищенной на водоочистной установке Промбазы на 2024 г.

Наименование потребителей	тыс. м^3/год
Всего воды: в том числе:	**329.669**
1. Промбаза (в том числе подрядные организации, расположенные вне территории Промбазы, но относящиеся к ней)	155.017
2. КТЛ (в том числе ЗСГ и офис ОВП на ЗВП)	39.268
3. Промысел (в том числе офис и рекультивация нарушенных земель)	9.521
4. Участок эксплуатации и технического обслуживания (УЭиТ0 ПБ) и блок приготовления еды для ПБР	70.81
5. Строительные площадки ПБР, база ПБР:	55.053

Также к объектам промбазы относится водоочистная установка, расположенная на ТенгизЭкоЦентре (ТЭЦ). Водоснабжение ТЭЦ осуществляется из технического водовода ТОО «Магистральный водовод» г. Кульсары. Техническая вода поступает в резервуары неочищенной воды объемом 140 м^3, откуда подается на ВОУ. Вода проходит очистку и обеззараживание на автоматизированной ВОУ СОВ – 0.8 СИ производительностью 0.8 м^3/ч. Очищенная вода применяется только для хозяйственно-бытовых нужд ТЭЦ.

На территории Промбазы действуют раздельные сети хозяйственно-питьевого водопровода и противопожарного водопровода.

Сеть хозяйственно-питьевого водопровода принята кольцевая с диаметром магистрального водовода – 250 мм. Вода питьевого качества используется на хозяйственно-питьевые нужды работающих, на промывку фильтров водоочистной установки «Каллиган», на подпитку системы горячей воды в котельной, на регенерацию и промывку фильтров в котельной, на приготовление пищи в столовой, на мойку автотранспорта, а также на хозяйственно-питьевые и производственные нужды подрядных организаций, находящихся на территории и вне территории Промбазы.

Для целей наружного пожаротушения объектов, находящихся на территории Промбазы и рядом с Промбазой предусмотрена кольцевая сеть противопожарного водопровода с двумя пожарными резервуарами 1000 м^3 каждый и насосная станция. На сети противопожарного водопровода установлены пожарные гидранты, для целей внутреннего пожаротушения в корпусах установлены пожарные краны. Заполнение и подпитка пожарных резервуаров предусмотрена из системы хозяйственно-питьевого водопровода.

Водоотведение

Производственные сточные воды, образующиеся после мытья автомашин, оборудования и трубопроводов, а также дождевые воды с загрязнённых площадок Промбазы вывозятся вакуумными автоцистернами на КОС (КЗ) КТЛ для очистки.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на территории Промбазы от санитарных приборов бытовых помещений административного корпуса, офисов и складов, а также от промывки фильтров установки водоочистки самотеком по сети канализации Промбазы отводятся в приемный резервуар (колодец) канализационной насосной станции КНС Промбазы, откуда перекачиваются на КОС Тенгиз для очистки.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся от санитарных приборов бытовых помещений, душевых, прачечной от объектов Промбазы имеющих сети хозяйственно-бытовой канализации отводятся в приемный резервуар КНС Промбазы, откуда перекачиваются на КОС Тенгиз для очистки.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся от санитарных приборов, установленных на объектах Промбазы, не имеющих наружных сетей хозяйственно-бытовой канализации отводятся в септики, откуда вывозятся вакуумными автоцистернами в приёмную емкость на КОС Тенгиз для очистки.

Участок эксплуатации и технического обслуживания (УЭиТО ПБ)

Водоснабжение

Вода питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды на УЭиТО ПБ подается по подземной распределительной системе трубопроводов диаметром 160 мм, подключенная к существующей одноименной сети соседней Промбазы ТШО диаметром 250 мм.

Вода питьевого качества используется для хозяйственно-питьевых нужд работающих людей, для приготовления пищи в столовой, для мытья оборудования в лаборатории, для подпитки системы отопления в котельной.

Перед подачей питьевой воды в здание столовой предусматривается две дополнительные линии очистки.

Наружное пожаротушение объектов обеспечивается пожарными гидрантами от кольцевой водопроводной сети диаметром 250 мм, подключенной двумя вводами к одноименной сети соседней Промбазы, расположенной рядом.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся на УЭиТО ПБ от санитарных приборов бытовых помещений служебно-бытового корпуса (СБК), офиса, от столовой, от лаборатории и архива, а также от моек химлаборатории, от промывки фильтров в котельной и от мытья полов, от блока приготовления еды на вынос отводятся в канализационные насосные станции с последующей перекачкой в главную насосную станцию, откуда сточные воды перекачиваются в КНС Промбазы и далее на КОС Тенгиз для очистки.

Образующиеся лабораторные сточные воды на ЦЗЛ, с содержанием неорганических соединений (слив отработанных проб воды и щелочей в смеси с различными реактивами, растворов метанола низкой концентрации) в количестве 24 м^3/год собираются в специальных емкостях и согласно Разделу ООС к проекту «Обоснование утилизации сточных вод ЦЗЛ в КЗ ГПЗ» (Заключение ГЭЭ от 22.05.2015 г. № KZ52VCY00020207), после доведения до уровня pH равным 6-9, периодически вывозится автотранспортом на КТЛ в приёмный колодец системы производственно-дождевой канализации (КЗ) КТЛ. Из приёмного колодца КЗ лабораторные сточные воды совместно с остальными производственно-дождевыми сточными водами поступают на КОС КЗ для очистки и далее очищенные сточные воды подаются в резервуары установки «Белый слон» для закачки в подземные горизонты.

Поселок ТШО

Водоснабжение

Источником водоснабжения поселка ТШО является водовод питьевой воды диаметром 400 мм на участке «Кульсары-Прорва-Сарыкамыс». Поступающая в поселок ТШО вода хранится в резервуаре сырой воды емкостью 2000 м^3 и проходит очистку и обеззараживание на водоочистной установке «Каллиган» проектной производительностью 90,0 м^3/ч.

Технологический процесс очистки поступающей воды до питьевого качества включает в себя следующие стадии:

1) Подача флокулянта, коагулянта и химических реагентов;
2) Фильтрация на песочных (4 шт.) и угольных (2 шт.) фильтрах.

После фильтров очищенная вода подвергается дезинфекции раствором гипохлорита натрия и насосом подается в резервуары чистой воды в количестве 20 шт. емкостью по 100 м^3. Из резервуаров чистой воды с помощью насосов вода подается в сеть хозяйственно-питьевого водопровода для обеспечения водой питьевого качества поселка ТШО, поселка Сулеймен и в служебно-техническое здание Аэропорта.

Вода питьевого качества используется на хозяйственно-питьевые и душевые нужды жилых и административных зданий, на приготовление пищи в столовой, на стирку белья в прачечной, на подпитку системы отопления, на подпитку и промывку фильтров в плавательном бассейне, для промывки фильтров на установке доочистки питьевой воды, а также подается в поселок Сулеймен и в служебно-техническое здание Аэропорта, где используется на хозяйственно-питьевые нужды и заполнение радиаторов. Полив зеленых насаждений, газонов и цветников в летнее время года на территории поселка ТШО производится из поливомоечных машин, водой после промывки фильтров с водоочистной установки «Каллиган». Полив зеленых насаждений и перрона на территории Аэропорта предусмотрено привозной водой из резервуаров сырой воды с территории поселка ТШО.

Для пожаротушения зданий и сооружений, расположенных на территории поселка ТШО, предусмотрена сеть противопожарного водопровода кольцевого начертания. Для целей наружного пожаротушения на сети установлены пожарные гидранты, для целей

внутреннего пожаротушения в корпусах установлены пожарные краны и спринклерные оросители. Пожарный объем воды хранится в резервуаре сырой воды емкостью 2000 м^3 и в резервуаре пожарной воды емкостью 1000 м^3. Заполнение резервуара пожарной воды предусматривается водой, не прошедшей очистку (сырой водой).

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в поселке ТШО, от санитарных приборов жилых и административных корпусов, от столовой, от прачечной, от котельной, от бассейна, от промывки фильтров установки доочистки воды, а также хозбытовые сточные воды от вахтового поселка Сулеймен и Аэропорта, по самотечной сети канализации собираются в приемном резервуаре канализационной насосной станции, откуда по напорному трубопроводу подаются на КОС Тенгиз для очистки.

Поселок Шанырак

Водоснабжение

Источником водоснабжения поселка Шанырак является водовод питьевой воды диаметром 400 мм на участке «Кульсары-Прорва-Сарыкамыс».

Поступающая в п. Шанырак вода подвергается дополнительной обработке и обеззараживанию на установках:

- водоочистного сооружения производства MASS (Турция), проектной производительностью 112,5 м^3/ч, расположенного на территории п. Шанырак;
- ультрафильтрации (УФ) производства Logisticon (Нидерланды), проектной производительностью 120 м^3/ч, расположенной на территории ВОС п. Шанырак.

Режим работы ВОС и установки УФ предполагает два способа эксплуатации:

- способ: УФ установка в работе – ВОС в ожидании (законсервированный);
- способ: ВОС в эксплуатации – УФ установка выведена на ремонт или отключена по технологическим причинам.

Технологический процесс доочистки поступающей воды на установке УФ состоит из следующих этапов: подача воды, производство фильтрата УФ мембранами и откачка фильтрата, обратная промывка, дозирование реагентов, химическая обратная промывка.

Технологический процесс доочистки поступающей воды на ВОС состоит из следующих этапов: впуск воды, коагуляция, флокуляция, отстаивание, фильтрация на песочных фильтрах, обеззараживание воды.

Очищенная вода насосом подается в три резервуара чистой воды емкостью по 2000 м^3. Из резервуаров чистой воды с помощью насосов вода подается в сеть хозяйственно-питьевого водопровода для обеспечения водой питьевого качества поселка Шанырак.

Вода питьевого качества используется на хозяйственно-питьевые и душевые нужды жилых и административных зданий, на приготовление пищи в столовой, на стирку белья в прачечной, на подпитку системы отопления, на подпитку бассейна, на обратную промывку фильтров водоочистной установки. Водопровод хозяйственно-питьевой кольцевого начертания проложен из труб Ду-200.

Для тушения пожара зданий и сооружений на территории вахтового поселка Шанырак, выполнен водопровод противопожарный кольцевого начертания из труб Ду-200. Для заполнения двух резервуаров противопожарного запаса воды емкостью 600 м^3 каждый используется вода из сети водопровода, не прошедшая доочистку на ВОС.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в поселке Шанырак, от санитарных приборов жилых и административных корпусов, от столовой, от прачечной, от котельной, от бассейна, от промывки фильтров установки доочистки воды по самотечным и напорным трубопроводам сети канализации поступают в насосную станцию, расположенную на территории поселка, откуда насосами перекачиваются на канализационные очистные сооружения (КОС) Шанырак производительностью 2400 м^3/сут.

Для отвода дождевых и талых вод с территории автомобильной стоянки поселка Шанырак предусмотрена сеть дождевой канализации, по которой через систему дождеприемников загрязнённые дождевые и талые воды поступают в приёмный резервуар дождевых сточных вод (колодец с гидроизоляцией), откуда погружным насосом подаются в три аккумулирующие емкости объемом 100 м^3 каждый для последующей очистки на Установке «СВИРЬ-2,5». Очищенные дождевые и талые воды предполагаются повторно использовать для полива автостоянки, но в случае повышенного солесодержания, по результатам проведения анализов, предусматривается сброс на пруды испарения посёлка Шанырак или вывоз на КОС КЗ КТЛ для очистки и закачки в подземные горизонты.

Вахтовый поселок Тенгиз

Водоснабжение

Водоснабжение вахтового посёлка Тенгиз осуществляется из водовода волжской питьевой воды участка Ду-400 водовода Кульсары-Прорва-Сарыкамыс.

Поступающая в посёлок Тенгиз вода проходит очистку на 2-х водоочистных сооружениях: ВОС-1 производительностью 170 м^3/час и ВОС-2 производительностью 150 м^3/час.

Технологический процесс очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии: коагуляция, флокуляция, осветление и фильтрация. Очищенная вода перед подачей в резервуары чистой воды подвергается обеззараживанию раствором гипохлорита натрия.

Хранение воды питьевого качества от ВОС-1 производится в двух резервуарах емкостью 1350 м^3 каждый. Хранение воды питьевого качества от ВОС-2 производится в двух резервуарах емкостью 1500 м^3 каждый и одном наземном резервуаре емкостью 2000 м^3.

Вода питьевого качества используется на хозяйственно-питьевые и душевые нужды жилых и административных зданий, на приготовление пищи в столовых, на стирку белья в прачечных, на подпитку систем отопления, для промывки фильтров на установке доочистки питьевой воды, на регенерацию и промывку фильтров на установках химводоочистки в котельных, на подсобное хозяйство и подпитку оборотных систем.

На площадке поселка Тенгиз действует объединенная сеть хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в вахтовом поселке Тенгиз от санитарных приборов жилых и административных корпусов, от столовых, от прачечных, от котельных, от промывки фильтров установки очистки воды по самотечной сети канализации и напорным трубопроводам (от других КНС) собираются в приемном резервуаре канализационной насосной станции (КНС№5), откуда насосами по напорному трубопроводу отводятся на КОС Тенгиз для очистки.

Вахтовый поселок Оркен

Водоснабжение

Водоснабжение вахтового посёлка Оркен осуществляется из водовода волжской питьевой воды участка Ду-400 водовода Кульсары-Прорва-Сарыкамыс.

Поступающая в поселок Оркен вода вначале проходит очистку на водоочистной установке. Технологический процесс очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии очистки: фильтрация на песочных и угольных фильтрах, после которых накапливается в питательном резервуаре (40 м^3) ультрафильтрации, далее вода проходит финальную очистку в установке ультрафильтрации и обеззараживание раствором гипохлоритом натрия. Очищенная вода поступает в резервуары чистой воды питьевого качества.

Из резервуаров вода забирается насосами и подается в сеть хозяйственно-питьевого водоснабжения нового вахтового поселка Оркен, а также в здание ОЦУП для подачи воды к санитарным приборам, установленным в бытовых помещениях, подпитки систем отопления, приготовления горячей воды и для систем кондиционирования.

Вода питьевого качества в вахтовом посёлке Оркен используется на хозяйственно-питьевые и душевые нужды жилых и административных зданий, на приготовление пищи в столовой, на стирку белья в прачечной, на подпитку системы отопления, на подпитку и промывку фильтров в плавательном бассейне, для промывки фильтров на установке доочистки питьевой воды.

На площадке нового вахтового поселка Оркен предусматриваются раздельные системы хозяйственно-питьевого водопровода и противопожарного водопровода.

Источником водоснабжения для пожаротушений зданий и сооружений является водовод технической воды диаметром 500 мм «Кульсары-Тенгиз». Техническая вода, пройдя очистку на сетчатых фильтрах, поступает в два резервуара противопожарного запаса воды по 2000 м^3. Из резервуаров одна группа насосов подает техническую воду в кольцевую сеть противопожарного водопровода, другая группа насосов подает воду в поливочный водопровод для полива зеленых насаждений.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, от санитарных приборов жилых и административных корпусов, от столовой, от прачечной, от котельной, от бассейна, от промывки фильтров установки доочистки воды по самотечной сети канализации собираются в приемном резервуаре канализационной насосной станции, откуда насосами отводятся по напорному трубопроводу на КОС Тенгиз для очистки.

Для отвода дождевых и талых вод с территории автомобильной стоянки поселка Оркен предусмотрена система дождевой канализации, по которой через систему дождеприемников загрязнённые дождевые и талые воды поступают в приёмный резервуар канализационной насосной станцию, откуда поступают на сооружения очистки дождевых стоков. Очищенные дождевые воды используются поливомоечными машинами для пылеподавления и для полива зеленых насаждений.

Утилизация дренажных грунтовых вод в соры

На территории месторождения ТШО из-за близкого залегания грунтовых вод (0,5-2 м) при выполнении строительных работ нулевого цикла и при прокладке подземных трубопроводов образуются грунтовые воды при необходимости осуществления искусственного водопонижения в котлованах и траншеях.

Для обоснования экологической безопасности использования метода размещения дренажных грунтовых и гидротестовых вод в соровые понижения Компанией разработаны «Положение по размещению дренажных грунтовых и незагрязнённых гидротестовых вод в соровые понижения на лицензионной территории ТШО», а также ряд РООСов, которые получили положительные заключения государственной экологической экспертизы.

4.9.4. Канализационные очистные сооружения

На месторождении Тенгиз для очистки образующихся сточных вод от хозяйственной деятельности предприятия ТШО в настоящее время действуют следующие очистные сооружения:

1) канализационные очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод КТЛ (КОС КЗ КТЛ);
2) установка очистки сточных ЗВП (УОСВ ЗВП);
3) установка очистки сточных ЗТП (УОСВ ЗТП);
4) канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод поселка Шанырак (КОС ПШ);
5) канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод на Тенгизе (КОС на Тенгизе).

Канализационные очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод (КОС КЗ) КТЛ

Для очистки образующихся производственных и дождевых сточных вод на КТЛ действуют Канализационные очистные сооружения производственно-дождевых сточных вод (КОС КЗ) проектной производительностью 2000 м^3/сут.

Производственно-дождевые сточные воды на КОС проходят механическую очистку от механических примесей и нефтепродуктов.

Технологический процесс механической очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии очистки:

- усреднение;
- отстаивание в двух резервуарах статического отстоя объемом 2000 м^3 каждый;
- флокуляция в резервуаре (подача коагулянта, хлорида железа, каустик);
- флотационные установки (сепараторы для отделения нефтепродуктов и твёрдых веществ из воды при помощи растворённого воздуха)

Уловленные нефтепродукты собираются из верхней зоны отстойников через переливной трубопровод и самотеком сливаются в емкость уловленных нефтепродуктов, откуда погружными насосами перекачиваются в контейнеры для дополнительного отстоя. После отстоя нефтепродукты перевозятся вакуум машинами на РПН, а сточные воды отводятся обратно на очистку в систему КЗ.

Образующийся нефтешлам в отстойниках и флотационной установке направляется в блок обезвоживания. Обезвоженный нефтесодержащий осадок (шламовый кек) передаётся на переработку специализированным предприятиям.

Очищенные производственно-дождевые сточные воды из резервуара емкостью 5000 м^3 насосами перекачиваются по трубопроводу в резервуары установки «Белый слон» для последующей закачки в подземные горизонты.

При производственной необходимости и в случае проведения ремонтно-профилактических работ на полигоне закачки, для периодического сброса очищенных производственно-дождевых сточных вод предусмотрены поля испарения КТЛ.

Установка очистки сточных вод (УОСВ) ЗВП

Для очистки производственных сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, механическими примесями, а также для очистки дождевых, талых и пожарных вод с технологических площадок действует Установка очистки сточных вод У-9300 проектной производительности 1200 м^3/сут.

Производственно-дождевые сточные воды на УОСВ проходят механическую очистку от механических примесей и нефтепродуктов.

Технологический процесс механической очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии очистки:

- усреднение;
- отстаивание в резервуарах;
- сепарация (пластинчатые блоки обеспечивают отделение углеводородов и взвешенных твёрдых частиц от воды;
- флокуляция в резервуаре (подача коагулянта, хлорида железа, каустик);
- флотационные установки (сепараторы для отделения нефтепродуктов и твёрдых веществ из воды при помощи растворённого воздуха).

Уловленные нефтепродукты собираются из верхней зоны отстойников через переливной трубопровод и самотеком сливаются в емкость уловленных нефтепродуктов, откуда погружными насосами перекачиваются в емкости для дополнительного отстоя.

Уловленный шлам из сепаратора и флотационной установки направляется в блок-системы обработки шлама. Обезвоженный нефтесодержащий осадок (шламовый кек) передаётся на переработку специализированным предприятиям.

Очищенные производственно-дождевые сточные воды из емкости сбора осветленной воды насосами перекачиваются по трубопроводу в резервуары установки «Белый слон» для последующей закачки в подземные горизонты.

При производственной необходимости и в случае проведения ремонтно-профилактических работ на полигоне закачки, для периодического сброса очищенных производственно-дождевых сточных вод предусмотрены поля испарения ЗВП.

Установка очистки сточных вод (УОСВ) ЗТП

Для очистки производственных сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, механическими примесями, а также для очистки дождевых, талых и пожарных вод с технологических площадок ЗТП предусмотрена Установка очистки сточных вод (УОСВ), производительностью 45 м^3/час (1080 м^3/сут).

Производственно-дождевые сточные воды на УОСВ проходят механическую очистку от механических примесей и нефтепродуктов.

Технологический процесс механической очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии очистки:

- усреднение;
- отстаивание в резервуарах;
- флокуляция в резервуаре (подача коагулянта, хлорида железа, каустик);

- сепарация (пластинчатые блоки обеспечивают отделение углеводородов и взвешенных твёрдых частиц от воды);
- флотационные установки (сепараторы для отделения нефтепродуктов и твёрдых веществ из воды при помощи растворённого воздуха).

Уловленные нефтепродукты собираются из верхней зоны отстойников через переливной трубопровод и самотеком сливаются в емкость уловленных нефтепродуктов, откуда погружными насосами перекачиваются в емкости для дополнительного отстоя.

Уловленный шлам из сепаратора и флотационной установки направляется в блок-системы обработки шлама. Обезвоженный нефтесодержащий осадок (шламовый кек) передаётся на переработку специализированным предприятиям.

Очищенные производственно-дождевые сточные воды направляются по трубопроводу очищенной воды на участок отпарки кислой воды для смешения с очищенной пластовой водой и последующей закачки в подземные горизонты.

При соответствии производственно-дождевых сточных вод ЗТП спецификациям установки для закачки сточных вод, данные сточные воды предполагается отправлять на закачку по байпасным линиям, обходящим заводские очистные сооружения производственных сточных вод.

Канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод (КОС) поселка Шанырак

Для очистки сточных вод, образующихся в поселке Шанырак предусмотрены канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод производительностью 2400 м^3/сут.

Хозяйственно-бытовые сточные воды на КОС проходят механическую и биологическую очистку.

Технологический процесс механической и биологической очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии очистки:

- механическая очистка от песка и взвешенных веществ на песколовках;
- биологическая очистка в реакторах «BIOMASS» (наполнение, реакция, осаждение, выведение);
- осветление на песочных фильтрах;
- обеззараживание раствором гипохлорита натрия.

Песок из осадочной части песколовки, после промывки для отделения органических веществ и воды от песка, выгружается вручную в передвижной контейнер для осадка и вывозится на площадки складирования.

Избыточный ил (осадок), образующийся в биореакторе в процессе биологической очистки сточных вод, подается в резервуар осадка, куда подается катионный полиэлектролит для повышения влагоотдающих свойств осадка. Для обеззараживания осадка добавляется известь. Из резервуара осадок подается на фильтр-пресс, в котором осадок подвергается сжатию и обезвоживанию. Обезвоженный осадок выгружается в передвижные контейнеры и вывозится на полигон отходов.

Очищенные и обеззараженные сточные воды по напорному трубопроводу направляются на пруды испарения поселка Шанырак. В случае капитального ремонта КОС Шанырак хозяйственно-бытовые сточные воды будут перенаправляться на КОС Тенгиз.

Канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод (КОС) на Тенгизе

Канализационные очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод (КОС) на Тенгизе производительностью 7500 м^3/сут., 2737,5 тыс. м^3/год построены для сбора и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод с различных участков Тенгиза.

Водопотребление на хозяйственно-питьевые нужды работающих на КОС, а также лаборатории обеспечивается привозной водой питьевого качества из сети хозяйственно-питьевого водопровода вахтового посёлка ТШО.

Объемы хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих на КОС на Тенгизе для очистки, составляют 2621,870 тыс. м^3/год.

Таблица 4.9.4-1 Объёмы хозяйственно-бытовых сточных вод, поступающих на КОС на Тенгизе

№ п/п	Наименование объектов (источников образования сточных вод)	тыс. м^3/год
		2024
	Всего сточных вод, в том числе:	**2621.870**
1	С КТЛ, включая сточные воды, завозимые вакуумными машинами с объектов КТЛ	36.784
2	С ЗВП и с ЗСГ (завоз вакуумными машинами)	3.879
3	Со строительных площадок ПБР, с базы ПБР и ОЦУП	55.053
4	От ЗТП и ЗСГТП	18.576
5	С Промысла, включая офис (завоз вакуумными машинами)	8.527
6	Бурение и обустройство скважин	2.673
7	С Промбазы, включая сточные воды, завозимые вакуумными машинами с объектов Промбазы	81.960
8	С Участка эксплуатации и технического обслуживания, и блока приготовления еды для ПБР	69.642
9	С поселка ТШО, включая п.Сулеймен	401.031
10	С поселка Шанырак	360.663
11	С посёлка Тенгиз	1549.700
12	С Нового вахтового посёлка Оркен	28.582
13	От КОС на Тенгизе и ПИВ	4.380
14	НПС Тенгиз (КТК)	0.42

Хозяйственно-бытовые сточные воды на КОС проходят механическую и биологическую очистку.

Технологический процесс механической и биологической очистки поступающей воды включает в себя следующие стадии очистки:

- механические решетки, задерживающие крупные и нерастворимые частицы;
- механическая очистка от песка и взвешенных веществ на песколовках;
- маслоуловители;
- усреднители (два резервуара емкостью по 750 м^3 каждая);
- биологическая очистка в 6 последовательных периодических реакторах (ППР) (наполнение, реакция, осаждение, выведение);
- осветление на микрофильтрах;
- обеззараживание раствором гипохлорита натрия

Песок из осадочной части песколовки, после промывки для отделения органических веществ и воды от песка, выгружается в передвижной контейнер для осадка и вывозится на площадки складирования.

Смазочные масла (жиры, нефтепродукты и смазочное масло) образуют плавающий слой в сепараторе, который непрерывно собирается маслосборниками и направляется в резервуары хранения маслосодержащей воды объемом 18 м^3. Смазочные масла удаляются из этих резервуаров вакуумными автоцистернами и транспортируются на промышленную установку для переработки отходов.

Избыточный ил (осадок) автоматически удаляется после каждого цикла перекачкой его со дна ППР иловыми насосами и направляется в уплотнительные иловые резервуары. Уплотненный ил регулярно перекачивается партиями из на иловые площадки в летний период или на иловые пруды вручную насосами.

Очищенные и обеззараженные хозяйственно бытовые сточные воды от КОС на Тенгизе направляются на сооружение повторного использования воды (ПИВ). Избыточный объем очищенных сточных вод, не поступивших на сооружения ПИВ, отводится на поля испарения КОС на Тенгизе.

Сооружения повторного использования воды (ПИВ)

В целях экономии свежей воды, и сокращения объемов сбрасываемых сточных вод на ТШО предусмотрены сооружения Повторного Использования Воды (ПИВ) производительностью 5000 м^3/сутки для дополнительной очистки очищенных и обеззараженных хозяйственно-бытовых сточных вод на КОС на Тенгизе до качества воды, требуемой для использования в технических целях на КТЛ и ЗВП.

Водопотребление на хозяйственно-питьевые нужды работающих на сооружения ПИВ обеспечивается привозной водой питьевого качества из сети хозяйственно-питьевого водопровода вахтового посёлка ТШО.

Технологический процесс очистки поступающей воды на сооружения ПИВ включает в себя следующие стадии очистки:

- Фильтрация через слой песка и антрацита для удаления органических соединений, и взвешенных твердых частиц.
- Самоочищающиеся фильтры для удаления взвешенных частиц и частиц песка-антрацита.
- Ультрафильтрация под давлением (УФ) для удаления коллоидных частиц.
- Опреснение на установке Обратный осмос (ОО) для удаления солей.
- Установка Очистки на месте (ОМ) для чистки установок ОО.

При переработке 5000 м^3/сутки очищенных сточных вод от КОС Тенгиз, на сооружениях ПИВ, производится в среднем 3600 м^3/сутки технической воды, которая будет повторно использоваться на производственные нужды ТШО.

В процессе производства технической воды на сооружениях ПИВ будут образовываться более концентрированные сточные воды, которые в среднем составят:

- 980 м^3/сутки сточных вод после установки Обратного Осмоса с повышенной минерализацией (отбракованная вода);
- 420 м^3/сутки сточных вод после обратной промывки фильтров с повышенным содержанием взвешенных веществ.

Сброс сточных вод с повышенной минерализацией с установки Обратного Осмоса и сточных вод после обратной промывки фильтров производится на поля испарения ПИВ,

4.9.5. Приемники сточных вод

На месторождении Тенгиз для приема очищенных сточных вод, образующихся от хозяйственной деятельности предприятия ТШО в настоящее время действуют следующие приёмники сточных вод:

- Поля испарения КТЛ.
- Поля испарения ЗВП.
- Пруды испарения поселка Шанырак.
- Поля испарения КОС на Тенгизе.
- Поля испарения СПИВ.
- Пруды испарения ЗТП.
- Сор.
- Полигон закачки промышленных сточных вод.

Согласно пункту 21-2 статьи 1 ВК РК приемники сточных вод (поля и пруды испарения) ТШО относятся искусственным водным объектам. Накопители сточных вод не относятся к рыбохозяйственным водоемам и не используются для целей культурно-бытового водопользования.

Поля и пруды испарения являются накопителями замкнутого типа, из которых не осуществляется сброс сточных вод в природные водные объекты, рельеф местности, а также очищенные сточные воды непосредственно из накопителей не используются хозяйственные или производственные нужды.

Приемники сточных вод имеют противофильтрационный экран, исключающий проникновение загрязняющих веществ в недра и подземные воды. Для наблюдения за состоянием качества грунтовых вод вокруг накопителей сточных вод на территории объектов ТШО проводится мониторинг в 22 наблюдательных скважинах.

Приемники сточных вод расположены на территории производственных площадок объекта оператора, вне зон санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, мест, отведенных для купания.

Сброс сточных вод на поля и пруды испарения, сор, подземные горизонты осуществляется согласно выданным разрешениям на специальное водопользование. В соответствии с Правилами первичного учета вод (ПУВ), утвержденного приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30 марта 2015 года №19/1-274 (с изм. От 27.12.2018 г.), ежедневно ведется учет объемов сточных вод с заполнением «Журнала учета водоотведения». Полученные данные ежеквартально предоставляются в Жайык-Каспийскую БВИ. Кроме того, ежегодно предоставляется годовой отчёт по форме 2-ТП (водхоз).

Поля испарения КТЛ

Поля испарения КТЛ предназначены для накопления и испарения очищенных производственно-дождевых сточных вод с КТЛ.

Поля испарения обвалованы, высота дамб – 3 м, максимальный рабочий уровень 2,0 м. Площадь полей испарения КТЛ составляет 156764 м^2, объем – 468 тыс. м^3, рабочий объем – 313,5 тыс. м^3. Поля испарения состоят из трех секций, каждая из которых оборудована впускными каналами. Дно и стены полей испарения выполнены с помощью гидроизоляционного материала (2 слоя геомембрана GSE HD) из полиэтилена высокой плотности (ПВП). Каждая секция полей испарения оборудована системой утечек для визуального определения воды, попавшей между мембранами.

Поля испарения ЗВП

Поля испарения ЗВП предназначены для накопления и испарения очищенных производственно-дождевых сточных вод с ЗВП. Поля испарения ЗВП состоят из двух секций, окруженных по периметру дамбами-обвалованиями. Высота дамб – 3 м, максимальный рабочий уровень 2,0 м. Объем полей испарения ЗВП составляет 283,2 тыс. м^3, рабочий объем – 188,8 тыс. м^3.

Основание испарительных секций сложено переслаивающимися грунтами разных пород с преобладанием супеси песчанистой. В качестве противофильтрационного устройства стен и основания принята конструкция из полипропиленовой пленки укладываемой поверх подстилающего слоя из привозного суглинистого грунта толщиной 200 мм. Поверх пленки принят защитный слой в виде суглинистого грунта толщиной 500 мм.

Пруды испарения поселка Шанырак

Для накопления и испарения очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод от КОС поселка Шанырак предусмотрены два пруда испарения площадью 19,866 га и площадью 15,569 га, расположенных западнее поселка Шанырак на расстоянии 350 м и 700 м соответственно. Полезная площадь поверхности прудов испарения соответственно составит 198660 м^2 и 155690 м^2, глубина 2,5-2,2 м (рабочая глубина 1,5-1,3 м).

Пруды испарения построены в естественном понижении рельефа местности с обсыпкой ограждающей дамбы. Ограждающая дамба прудов испарения возведена из суглинистого и супесчаного грунта, разрабатываемого в ложе пруда и укладываемого в тело дамбы с послойным уплотнением. Низовые откосы ограждающей дамбы укреплены почвенно-растительным грунтом, снятым с основания ограждающей дамбы. Крепление гребня дамбы произведено каменной мелочью толщиной 0,15 м. Для защиты верхнего откоса дамбы от воздействия волн, льда и ветра применяется каменная наброска толщиной 0,25 м.

Поля испарения КОС на Тенгизе

Для накопления и испарения очищенных сточных вод после биологической очистки на КОС на Тенгизе, которые не поступили на СПИВ, а также для сброса вод от СПИВ в случае недостаточного качества очистки (опреснения) и вследствие чего невозможностью повторного использования воды на производственные нужды, около КОС построены поля испарения общей площадью 49,0 га, состоящей из 5 секций. Полезная площадь поверхности каждой секции составит 98000 м^2, глубина 2,2 м (рабочая – 1,5 м).

Ограждающие дамбы полей испарения устраивались из привозного слабо фильтрующего грунта (глины и суглинки) послойно, с высотой слоя не более 250 мм. Уплотнение слоя производилось до плотности 1,8 т/м^3, обеспечивающие минимальную инфильтрацию воды. Конструкция дамбы принята двухступенчатой, общая высота от дна прудов испарения составляет 2,2 м. Для защиты верхнего откоса дамбы от воздействия волн, льда и ветра применяется каменная отсыпка, фракцией 40-70 мм, толщиной 5-10 см.

Поля испарения СПИВ

Для приёма и испарения минерализованных сточных вод, образующихся на СПИВ после установки Обратного Осмоса и сточных вод после обратной промывки фильтров предусмотрены поля испарения СПИВ общей площадью 29,4 га, состоящей из 3 секций. Полезная площадь поверхности каждой секции составит 98000 м^2, глубина 2,35 м (рабочая глубина 1,65 м).

Ограждающие дамбы полей испарения устраивались из привозного слабо фильтрующего грунта (глины и суглинки) послойно, с высотой слоя не более 250 мм. Уплотнение слоя

производилось до плотности 1,8 т/м^3, обеспечивающие минимальную инфильтрацию воды. Конструкция дамбы принята двухступенчатой, общая высота от дна полей испарения составляет 2,35 м. Для защиты верхнего откоса дамбы от воздействия волн, льда и ветра применяется каменная отсыпка, фракцией 40-70 мм, толщиной 5-10 см.

Дно и стены каждой секции полей испарения СПИВ выполнены с помощью гидроизоляционного материала (1 слой геомембраны) из полиэтилена высокой плотности (ПВП). Каждая секция полей испарения оборудована системой утечек для визуального определения воды, попавшей между мембранами.

Пруды испарения ЗТП

Поля испарения ЗТП предназначены для накопления и испарения очищенных производственно-дождевых сточных вод с ЗТП и состоят из четырёх секций с рабочим объёмом 3933 м^3, каждый. Проектный объем пруда составляет 15732 м^3 с высотой зеркала воды 2.3 м. Высота оградительной дамбы составляет 2,8 м.

В качестве противофильтрационного устройства основания принята конструкция из гидроизоляционного материала (1 слой геомембраны) из полиэтилена высокой плотности (ПВП), укладываемой поверх подстилающего слоя из привозного суглинистого грунта толщиной 200 мм. Поверх пленки принят защитный слой в виде суглинистого грунта толщиной 500 мм.

Сор

На ТШО предусматривается сброс очищенной гидротестовой воды в сор, расположенный в 3,3 км на юго-восток от РПН, в случаях отсутствия возможности повторного применения.

По завершении гидравлического испытания емкостей будет проведена очистка гидротестовой воды. Для очистки будет применяться листовой блок-фильтр вертикального давления, который позволяет фильтровать жидкости при высокой грязной нагрузке, высокой скорости потока, вплоть до низкой нефелометрической единицы мутности до 18 баррелей в минуту. Конструкция фильтра с двумя картриджными фильтрами обеспечивает высокую степень фильтрации. Стандартный фильтр DCF -244 оснащён двумя сосудами на каждые 50 картриджей и 6-клапанной конфигурацией для параллельной, последовательной и проходной (байпас) работы блока.

После проведения химических анализов, при несоответствии нормативам допустимых сбросов в сор, гидротестовая вода отводится на поля испарения КТЛ, в систему КОС КЗ КТЛ или передается на утилизацию третьей стороне.

Возможны 2 способа сброса очищенной гидротестовой воды:

- При помощи переносной мотопомпы с прокладкой гибкого плоскосварачиваемого трубопровода от объекта гидроиспытания до места приема.
- Перевозка использованной гидротестовой воды с помощью автоцистерны от объекта гидроиспытания до места приема.

Полигон закачки промышленных сточных вод

На объектах ТШО образуются производственные сточные и технологические воды, связанные с технологическими процессами производства нефти и газа, которые после подготовки на очистных сооружениях отводятся на полигон закачки промсточных вод.

Закачка промстоков в изолированный неокомский водоносный горизонт на ТШО ведется в рамках законодательства РК. Экологический Кодекс РК (ст. 216 п. 5) и «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» позволяют вести закачку в горизонты не пригодные для питьевого водоснабжения, бальнеологических или

промышленных целей. Закачке могут подлежать промсточные воды, для которых либо не существует технологии очистки, либо она неоправданно сложна, а также при разработке залежей без применения заводнения, что характерно для ТШО.

Подземное захоронение более безопасный способ удаления сточных вод по сравнению с размещением на поверхности земли приемников сточных вод (пруды-накопители, поля испарения или фильтрации). Любое поверхностное размещение сточных вод представляет большую опасность для окружающей среды и людей.

При подземном захоронении остаются в сфере хозяйственной деятельности значительные участки земли, отсутствует воздействие на почвы, животный, растительный мир и воздушный бассейн.

Район земель территории Горного отвода находится в пределах Тенгизского нефтяного месторождения, не имеет сельскохозяйственных угодий и не застроен. Почвенный покров данного участка, в основном, представлен луговыми приморскими солончаковыми почвами со средневзвешенным баллом бонитета 1,3. Территория полигона закачки сточных вод относится к категории земель запаса и представлена пастбищами.

Площадь Горного отвода составляет 31,9 км^2, глубина Горного отвода: 1120-1780 м. Параметры неокомского резервуара в пределах горного отвода для закачки промстоков: площадь составляет 31,9 км^2, эффективный водонасыщенный объем 4833 х 106 м^3 при средней толщине, равной 151,5 м. Объём пор равен 1179 х 106 м^3 при средневзвешенном коэффициенте пористости 24,4%.

Для захоронения промстоков используется готеривский песчаный пласт неокомского резервуара, обладающий достаточно высокими фильтрационными свойствами и залегающий на относительно небольшой глубине, где гидродинамические расчеты доказывают надёжную изолированность поглощающих горизонтов в неокомских отложениях от вышележащего водоносного комплекса альб-сеноманских отложений.

На 31 декабря 2022 г. Фонд нагнетательных скважин составляет 5 скважины: Т 1НТ, Т-3НТ, Т-8НТ, Т-9НТ, Т-10НТ; фонд наблюдательных скважин составляет 7 скважин: Т-2NT, Т 4NT, Т-5NT, Т-6NT, Т-7NT, Т-11NT (многофункциональная), Т-12НТ. Общий фонд скважин полигона 12.

В целом по полигону суммарный объём закачанных промстоков в поглощающие скважины с начала работы полигона на 31.12.2022 г. Составил 24708,2 тыс.м^3, при проектном объеме 38197,0 тыс.м^3. За отчетный период ведения работ поглощающих скважин характеризуется стабильной закачкой, обратные промывки в скважинах приводят к кратковременным улучшениям приемистости и поддержания скважин в рабочем состоянии.

Работы действующих нагнетательных скважин показывает стабильные условия закачки. Работы по обратной промывке были проведены для краткосрочного улучшения приемистости при поддержании рабочих условий скважин.

Выполненное моделирование и расчеты показывают, что Неокомский резервуар имеет достаточную мощность, чтобы принять запланированный объем закачиваемых сточных вод в 11000 м^3/сут и фронт распространения сточных вод будет оставаться в пределах горного отвода на период эксплуатации полигона 25 лет и на конец срока эксплуатации полигона до 2063 г.

Существующая система нагнетательных и наблюдательных скважин оптимальна на ближайшие годы эксплуатации полигона.

В перспективе, на основании результатов интерпретации и прогнозных результатов моделирования, планируется пробурить 4 нагнетательные скважины. Скважины будут расположены в пределах участка горного отвода. Местоположение новых нагнетательных скважин будет выбрано согласно геологической модели, учитывая участки, характеризующиеся большой мощностью продуктивного горизонта закачки.

Для соблюдения полноценного ведения мониторинга ТОО «ТШО» предусматривает пробурить дополнительные 4 наблюдательные скважины. При этом, в целях оптимизации сети мониторинга планируется следующее:

- Бурение наблюдательной скважины в отложениях верхнего неокома с расположением ее на северо-западной границе полигона;
- Еще одну скважину предусмотреть по структурному плану готеривского горизонта с расположением ее за скважиной № Т-4НТ, в сторону внешних границ полигона для наблюдения фронта продвижения промстоков.
- Две дополнительные наблюдательные скважины по границам полигона для равномерного охвата всего периметра полигона закачки. Объектом наблюдения принимается готеривский горизонт, при этом планируется учесть участки заложения и мониторинга по уже существующим наблюдательным скважинам.

С учетом дополнительных объемов сточных вод в связи запуском ПБР, объем закачки увеличивается до 11 000 м^3/сутки начиная с 2024 г. (Приложение 5.2). Данные объемы были согласованы на заседании Государственной комиссии по экспертизе недр Комитета геологии Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан.

Технологический регламент закачки

Процесс закачки ведется с соблюдением технологического регламента, который обеспечивает рациональное использование неокомского водоносного горизонта. В настоящее время действующие технологические параметры закачки сточных вод, следующие:

- закачка должна производиться с давлением (устьевое давление) не выше – 9,6 Мпа (96 бар);
- установленный суточный объем закачки до 11000 м^3;
- качество сточных вод должно соответствовать техническим/ технологическим показателям производственного процесса образования сточных вод, с учетом водоподготовки в целях обеспечения совместимости сбрасываемых вод с подземными водами и пластом-коллектором;
- обратная промывка проводится раз или дважды в год по нагнетательной скважине для восстановления приемистости.

Подготовка промсточных вод к закачке

Установка «Белый Слон» представляет собой сооружение сбора, куда подаются смешанные стоки для последующей закачки в поглощающие скважины. В состав установки входят: два резервуара Т-016 и Т-019 емкостью 3000 м^3 и 3800 м^3 для приема, усреднения, отстаивания и хранения промстоков и насосная станция с подпорными насосами. Подпорные насосы в свою очередь подают эти промстоки на нагнетательные насосы, установленные на полигоне закачки, для закачки в глубокие подземные горизонты через нагнетательные скважины. В насосной станции установки «Белый слон» имеется узел учета объемов производственных сточных вод, подаваемых на полигон закачки.

Уловленные нефтепродукты и осевшие механические примеси периодически удаляются в расположенный между резервуарами бак, из которой по мере накопления вывозятся вакуумными машинами на КТЛ.

Объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления по всем объектам месторождения Тенгиз на существующее положение

Объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления по всем объектам на месторождении Тенгиз на существующее положение представлен в балансовой таблице 4.9.5-1.

Таблица 4.9.5-1 Баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления по всем объектам на месторождении Тенгиз на существующее положение

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м³/год						Безвозвратное потребление	Водоотведение, тыс.м³/год				
		На производственные нужды					На хозяйственно-бытовые нужды		Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используе-мая вода	Вода без использо-вания							
		всего	в т.ч. питьевого качества										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Комплексные технологические линии (КТЛ)	**2453.785**	291.306		47778.354	1707.170	416.525 [1)]	38.784	**1252.618**	**1201.167**		1164.383	36.784	Оборотная вода в балансе не участвует
Завод второго поколения (ЗВП)	**1682.696**	321.956		7744.800	920.000	436.082 [2)]	4.658	**803.146**	**879.550**		875.841	3.709	Оборотная вода в балансе не участвует
Закачка сырого газа (ЗСГ)	**0.621**	0.511					0.110		**0.621**		0.451	0.170	
База ПБР	**122.813**	27.760			40.000		55.053	**67.760**	**55.053**			55.053	
ПБР/ПУУД (ЗТП и ЗСГТП)	**2269.833**	1113.497		6219.178		1137.760 [3)]	18.576	**352.778**	**1917.055**		1898.479	18.576	Оборотная вода в балансе не участвует
Промысел	**47.989**	38.468					9.521	**35.447**	**12.542**		4.015	8.527	
Бурение и обустройство скважин	**7.730**	5.057					2.673	**3.257**	**4.473**		1.800	2.673	
НПС Тенгиз (КТК)	**20.420**	20.000					0.420	**9.580**	**10.840**		10.420	0.420	
Промбаза	**157.953**	71.338	71.338			1.808 [4)]	84.807	**54.284**	**103.669**		21.709	81.960	
Участок эксплуатации и техобслуживания	**70.810**	1.168	1.168				69.642		**70.810**		1.168	69.642	
Поселки ТШО и Сулеймен	**412.018**						412.018	**10.987**	**401.031**	245.170		155.861	
Поселки Шанырак и Бирлик	**464.314**					6.943 [5)]	457.371	**3.780**	**460.534**	282.000		178.534	
Вахтовый поселок Тенгиз	**1603.490**	5.110	5.110				1598.380	**53.790**	**1549.700**	950.000		599.700	
Вахтовый поселок Оркен	**64.185**						64.185	**35.603**	**28.582**			28.582	
КОС на Тенгизе и ПИВ	**4.380**						4.380		**4.380**			4.380	
Всего по ТШО	**9383.037**	**1896.171**	**77.616**	**61742.332**	**2667.170**	**1999.118**	**2820.578**	**2683.030**	**6700.007**	**1477.170**	**3978.266**	**1244.571**	Оборотная вода в балансе не участвует

Примечания:

1) в том числе: пластовые воды – 323,225 тыс.м³/год; некондиционная вода с Установки SCOT – 93,0 тыс.м³/год; дождевые воды – 0,3 тыс.м³/год.

2) в том числе: пластовые воды – 302,582 тыс.м³/год; некондиционная вода с Установки SCOT – 130,0 тыс.м³/год; дождевые воды – 3,5 тыс.м³/год.

3) в том числе: пластовые воды – 1117,138,0 тыс.м³/год; дождевые воды – 20,622 тыс.м³/год.

4) дождевые воды – 1,808 тыс.м³/год.

5) дождевые воды – 6,943 тыс.м³/год.

4.9.6. Водоснабжение и водоотведение при реализации ПРМ

Варианты ПРМ были проанализированы с точки зрения особенностей, различий и их влияния на водопотребление, образование сточных вод и повторного использования очищенных сточных вод в количественном выражении. В целом водохозяйственная деятельность месторождения Тенгиз не претерпит существенных изменений от существующего положения, различие между вариантами ПРМ будет сводиться, в основном, к различным комбинациям привычных для ТШО процессов. В связи с этим объемы водопотребления и объемы водоотведения приняты на основании существующего положения с учетом различия по вариантам и годам объема добычи нефти, образования пластовых вод, бурения скважин и закачки воды для поддержания пластового давления (ППД).

При реализации ПРМ рассматриваются 9 вариантов. При этом варианты 1-3,5-7,9 являются вариантами, при которых для поддержания пластового давления применяется обратная закачка сырого газа. Отличие же вариантов 4 и 8 в том, что в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления применяется вода из альб-сеноманского горизонта.

Воздействие на поверхностные воды подробно рассмотрено в Разделе 4.4.

Бурение скважин

В процессе бурения объемы водопотребления и объемы образования сточных вод зависят от количества бурения скважин в год (чем больше бурится скважин, тем больше расхода воды и образование буровых сточных вод). В соответствии с графиком бурения по вариантам 1-9, максимальное количество бурения скважин составляет 32 скважины /год.

Объёмы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления по максимальному количеству бурения скважин в год по вариантам 1–9 ПРМ, представлено в балансовой таблице 4.9.6-1.

Таблица 4.9.6-1 Баланс водопотребления, водоотведение и безвозвратного потребления при бурении скважин по вариантам ПРМ

Наименование	Водопотребление, тыс.м^3/год				Безвозвратные потери, тыс. м^3/год	Водоотведение, тыс. м^3/год			
	Всего	На производственные нужды		На хоз. питьевые нужды		Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Промышленные сточные воды	Хоз. Бытовые сточные воды
		Свежая вода							
		Всего	В т.ч. питьевого качества						
Бурение 32 скважин	22.1964	16.032	-	6.1644	9.632	12.564		6.4	6.1644

4.9.6.1. Водоснабжение и водоотведение по вариантам ПРМ без ППД

Объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз рассчитаны для каждого года по вариантам 1-9 ПРМ на основании существующего положения с учетом различия объемов добычи нефти, образования пластовых вод, бурения количества скважин. (Приложение 5)

Согласно расчету максимальные объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по вариантам 1-3,5-7,9 имеют одинаковые значения по году максимальной добычи нефти.

Максимальные объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по всем вариантам ПРМ без ППД представлены в балансовой таблице 4.9.6-2.

Таблица 4.9.6-2 Баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по вариантам ПРМ без ППД

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м³/год.						Безвозвратное потребление	Водоотведение, тыс.м³/год.				
		На производственные нужды					На хозяйственно-бытовые нужды		Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно используемая вода	Вода без использования							
		всего	в т.ч. питьевого качества										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Всего по ТШО	9735.502	1892.923	77.616	61753.258	2 667.635	2 356.137	2 818.807	2 681.102	7054.399	1 477.170	4 334.430	1 242.799	**Оборотная вода в балансе не участвует**

Примечания:

1) в том числе: пластовые воды – 2069,915 тыс.м³/год; некондиционная вода с Установки SCOT – 261,8 тыс.м³/год; дождевые воды – 24,422 тыс.м³/год.

4.9.6.2. Водоснабжение и водоотведение по вариантам ПРМ с ППД

Реализация закачки воды через водонагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД) планируется начать с 2030 г.

Потенциальным источником воды закачки является альб-сеноманский водоносный горизонт. Технологическим центром исследований компании Шеврон проведены исследования по изучению совместимости вод альб-сеноманского водоносного горизонта с пластовой водой посредством моделирования образования отложений и с породой коллектора путем проведения лабораторных работ на образцах керна. Необходимо отметить, что выполнение этого проекта полностью зависит от полученных результатов пробной закачки воды на месторождении Королёвское.

Альб-сеноманский водоносный горизонт повсеместно распространен в Западном Казахстане, имеет самое низкое воздействие на окружающую среду из всех альтернатив. Он залегает на относительно небольшой глубине вблизи нагнетательных скважин, имеет значительные эксплуатационные запасы подземных вод с эффективным пополнением и имеет достаточные объемы воды как для пробного проекта, так и для потенциальной полномасштабной разработки заводнения.

Состав альб-сеноманской воды для системы заводнения более стабилен по своим физико-химическим характеристикам, подготовка альб-сеноманской воды для системы заводнения более проста и надёжна, коррозионная способность альб-сеноманской воды значительно ниже попутно добываемой/сточной воды из-за отсутствия растворённого кислорода и сероводорода.

Проведенный анализ альтернативных источников воды для закачки в пласт показал, что Альб-Сеноманский горизонт соответствует всем требованиям минимального отрицательного воздействия на окружающую среду и выбран основным источником воды для закачки в пласт и поддержания пластового давления.

Схема водоснабжения для ППД следующая: водозаборные скважины осуществляют добычу воды из водоносного горизонта за счет насосов. Вода будет перекачиваться из водонапорных скважин на нагнетательные насосы, расположенных рядом с каждой нагнетательной скважиной по трубопроводу низкого давления. Нагнетательные насосы будут подключены к нагнетательным скважинам через трубопроводы высокого давления. Вода для поддержания пластового давления нефтяных скважин будет использоваться безвозвратно.

На водозаборных скважинах будут установлены водоизмерительные устройства – электромагнитные расходомеры OPTIFLUX 4300.

Примерная схема наземного оборудования подачи альб-сеноманской воды для ППД на месторождении Тенгиз представлена на рисунке 4.9.6-1.

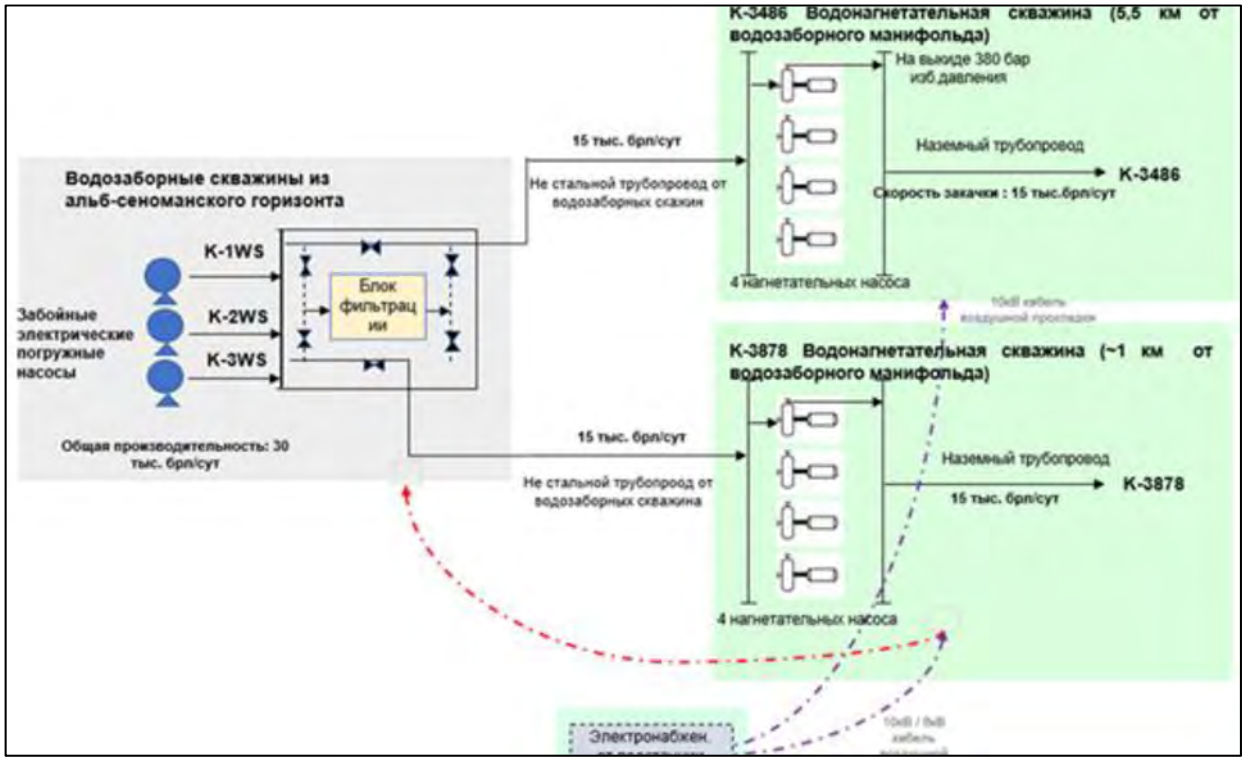


Рисунок 4.9.6-1. Примерная схема наземного оборудования для подачи воды на ППД

Объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления рассчитаны для каждого года по вариантам 4 и 8 на основании существующего положения с учетом различия объема добычи нефти, образования пластовых вод, бурения количества скважин и добычи альб-сеноманской воды для закачки воды на ППД. (Приложение 5).

Согласно расчету объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по вариантам 4 и 8 имеют одинаковые значения по году максимальной добычи и закачки альб-сеноманской воды.

Годовые объемы закачки воды в период 2030-2035 гг. держатся на уровне 2,066-2,0717 млн.м^3, с 2036 г. Увеличатся до 15,5377 млн.м^3 и держатся до 2069 г. На уровне 15,5377-15,4953 млн.м^3. Вода для поддержания пластового давления нефтяных скважин будет использоваться безвозвратно.

Объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления при эксплуатации месторождения Тенгиз по вариантам 4 и 8 ПРМ с ППД по году максимальной добычи и закачки альб-сеноманской воды, представлены в балансовой таблице 4.9.6-3.

Таблица 4.9.6-3 Баланс водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления при эксплуатации месторождения Тенгиз по вариантам 4 и 8 ПРМ с ППД

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м³/год						Безвозвратное потребление	Водоотведение, тыс.м³/год				
		На производственные нужды					На хозяйственно - бытовые нужды						
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно используемая вода	Вода без использования			Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно -бытовые сточные воды	Примечание
		всего	в т.ч. питьевого качества										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Всего по ТШО	25 134.385	16 805.358[1)]	77.616	38 883.111	1 694.498	3 833.461[2)]	2 801.067	17 335.386[3)]	7 798.998	1 477.170	5 095.699[4)]	1 226.130	Оборотная вода в балансе не участвует

Примечания:

1) в том числе: волжская вода – 1267,649 тыс.м3/год; альб-сеноманская вода - 15537,7 тыс.м³/год.

2) в том числе: пластовые воды – 3650,0 тыс.м3/год; некондиционная вода с Установки SCOT и некондиционная вода с технологического процесса – 159,039 тыс.м³/год; дождевые воды – 24,422 тыс.м³/год.

3) в том числе: альб-сеноманская вода на ППД - 15537,709 тыс.м³/год; потери в производственном процессе - 1797,677 тыс.м³/год.

4) в том числе: пластовые воды – 3650,0 тыс. м³/год; производственные сточные воды – 1445,699 тыс.м³/год

4.9.6.3. Ожидаемые нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и подземные горизонты при эксплуатации месторождения Тенгиз

Ожидаемые нормативы допустимых сбросов загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и подземные горизонты от объектов месторождения Тенгиз рассчитаны по максимальному сбросу ($м^3$/год) за рассматриваемый период ПРМ по вариантам 1-9.

Концентрации загрязняющих веществ, отводимых со сточных вод в накопители и подземные горизонты приняты в соответствии с действующими нормативами на сбросы (Приложение 5.2).

Ожидаемые нормативы допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и подземные горизонты от объектов месторождения Тенгиз по вариантам ПРМ представлен в таблице 4.9.6-4.

Уточненные нормативы сбросов, а также предложения по контролю соблюдения нормативов НДС, будут разработаны позже в проектах нормативов ДС загрязняющих веществ.

Таблица 4.9.6-4 Ожидаемые нормативы допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ, отводимых со сточными водами в накопители и подземные горизонты от объектов месторождения Тенгиз по вариантам ПРМ

Номер выпуска	Наименование показателя	НДС				
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм^3	сброс	
		м^3/ч	тыс. м^3/год		г/час	т/год
Выпуск № 1 Поля испарения КТП	Взвешенные вещества	150	250	151,333	22699,95	37,8333
	Хлориды			5062,167	759325,05	1265,5418
	Сульфаты			1228,000	184200,00	307,0000
	Фосфаты			9,065	1359,75	2,2663
	Нефтепродукты			65,931	9889,65	16,4828
	Метанол			13,498	2024,70	3,3745
	Сероводород			8,817	1322,55	2,2043
	ДЭА			123,931	18589,65	30,9828
	Сульфиды			100,159	15023,85	25,0398
	Флексорб (МДЭА)			10,218	1532,70	2,5545
	Этиленгликоль			63,100	9465,00	15,7750
	АПАВ			2,905	435,75	0,7263
	Железо общее			6,322	948,30	1,5805
	Всего:					**1711,3619**
Выпуск № 2 Подземные горизонты	Нефтепродукты	460	4015	220,000	101200,00	883,3000
	Взвешенные вещества			150,000	69000,00	602,2500
	Сульфиды			1000,000	460000,00	4015,0000
	Сероводород			380,000	174800,00	1525,7000
	Хлориды			4259,000	1959140,00	17099,8850
	Сульфаты			1200,000	552000,00	4818,0000
	Железо общее			5,110	2350,60	20,5167
	Медь			0,040	18,40	0,1606
	Цинк			0,200	92,00	0,8030
	Алюминий			0,420	193,20	1,6863
	Азот аммонийный			36,500	16790,00	146,5475
	Нитраты			93,000	42780,00	373,3950
	Нитриты			60,900	28014,00	244,5135
	Всего:					**29731,7576**

Номер выпуска	Наименование показателя	НДС				
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм^3	сброс	
		м^3/ч	тыс. м^3/год		г/час	т/год
Выпуск № 3 Пруды испарения посёлка Шанырак	Взвешенные вещества	150	99,871	25,400	3810,00	2,5367
	Хлориды			2431,800	364770,00	242,8663
	Сульфаты			924,600	138690,00	92,3407
	Фосфаты			16,440	2466,00	1,6419
	Азот аммонийный			22,120	3318,00	2,2091
	Нитраты			35,860	5379,00	3,5814
	Нитриты			15,036	2255,40	1,5017
	Нефтепродукты			0,692	103,80	0,0691
	Фенолы			0,014	2,10	0,0014
	АПАВ			0,456	68,40	0,0455
	Железо общее			0,674	101,10	0,0673
	ХПК			94,000	14100,00	9,3879
	БПКполн			24,472	3670,80	2,4440
	Всего:					**358,6930**
Выпуск № 4 Поля испарения КОС на Тенгизе	Взвешенные вещества	350	700,114	21,333	7466,55	14,9355
	Хлориды			1040,250	364087,50	728,2936
	Сульфаты			401,500	140525,00	281,0958
	Фосфаты			20,002	7000,70	14,0037
	Азот аммонийный			1,167	408,45	0,8170
	Нитраты			49,700	17395,00	34,7957
	Нитриты			1,808	632,80	1,2658
	Нефтепродукты			1,013	354,55	0,7092
	Фенолы			0,024	8,40	0,0168
	АПАВ			0,445	155,75	0,3116
	Железо общее			1,075	376,25	0,7526
	ХПК			92,917	32520,95	65,0525
	БПК полн			18,620	6517,00	13,0361
	Всего:					**1155,0859**
Выпуск № 5 Поля испарения ПИВ	Взвешенные вещества	150	357,7	35,000	5250,00	12,5195
	Хлориды			5177,333	776599,95	1851,9320
	Сульфаты			2076,333	311449,95	742,7043
	Фосфаты			45,125	6768,75	16,1412
	Азот аммонийный			2,955	443,25	1,0570
	Нитраты			186,667	28000,05	66,7708
	Нитриты			7,410	1111,50	2,6506
	Нефтепродукты			0,918	137,70	0,3284
	Фенолы			0,020	3,00	0,0072
	АПАВ			0,900	135,00	0,3219
	Железо общее			2,158	323,70	0,7719
	ХПК			766,000	114900,00	273,9982
	БПК полн			22,388	3358,18	8,0081
	Всего:					**2977,2111**
Выпуск № 6 Поля испарения ПИВ	Взвешенные вещества	150	153,3	81,833	12274,95	12,5450
	Хлориды			1045,167	156775,05	160,2241
	Сульфаты			427,333	64099,95	65,5101
	Фосфаты			22,995	3449,25	3,5251
	Азот аммонийный			1,382	207,30	0,2119
	Нитраты			55,333	8299,95	8,4825
	Нитриты			1,788	268,20	0,2741
	Нефтепродукты			1,427	214,05	0,2188
	Фенолы			0,016	2,40	0,0025
	АПАВ			0,920	138,00	0,1410
	Железо общее			14,269	2140,35	2,1874
	ХПК			473,917	71087,55	72,6515
	БПКполн			50,097	7514,57	7,6799
	Всего:					**333,6539**

Номер выпуска	Наименование показателя	НДС				
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм^3	сброс	
		м^3/ч	тыс. м^3/год		г/час	т/год
Выпуск № 7 Поля испарения ЗВП	Взвешенные вещества	70	136	93,500	6545,00	12,7160
	Хлориды			2251,800	157626,00	306,2448
	Сульфаты			1544,000	108080,00	209,9840
	Фосфаты			14,399	1007,93	1,9583
	Нефтепродукты			42,285	2959,95	5,7508
	Метанол			1,575	110,25	0,2142
	Сероводород			13,183	922,81	1,7929
	ДЭА			100,507	7035,49	13,6690
	Сульфиды			29,483	2063,81	4,0097
	Флексорб (МДЭА)			1,913	133,91	0,2602
	Этиленгликоль			30,217	2115,19	4,1095
	АПАВ			3,170	221,90	0,4311
	Железо общее			3,715	260,05	0,5052
	Всего:					**561,6457**
Выпуск № 8 Поля испарения ЗВП	Взвешенные вещества	34,5	3	15112,500	521381,25	45,3375
	Хлориды			17039,500	587862,75	51,1185
	Сульфаты			8805,250	303781,13	26,4158
	Фосфаты			534,500	18440,25	1,6035
	Нефтепродукты			0,730	25,19	0,0022
	Метанол			1,000	34,50	0,0030
	Сероводород			0,100	3,45	0,0003
	ДЭА			6,348	219,01	0,0190
	Сульфиды			1,000	34,50	0,0030
	Флексорб (МДЭА)			1,000	34,50	0,0030
	Этиленгликоль			11,608	400,48	0,0348
	АПАВ			4,925	169,91	0,0148
	Железо общее			24,125	832,31	0,0724
	Всего:					**124,6278**
Выпуск № 9 Пруд испаритель ЗТП	Взвешенные вещества	2,72	22,802	93,500	254,32	2,1320
	Хлориды			2251,800	6124,90	51,3455
	Сульфаты			1544,000	4199,68	35,2063
	Фосфаты			14,399	39,17	0,3283
	Нефтепродукты			42,285	115,02	0,9642
	Метанол			1,575	4,28	0,0359
	Сероводород			13,183	35,86	0,3006
	ДЭА			100,507	273,38	2,2918
	Сульфиды			29,483	80,19	0,6723
	Флексорб (МДЭА)			1,913	5,20	0,0436
	Этиленгликоль			30,217	82,19	0,6890
	АПАВ			3,170	8,62	0,0723
	Железо общее			3,715	10,10	0,0847
	Всего:					**94,1665**
Выпуск № 10 Сор	Взвешенные вещества	45,24	68	30,100	1361,72	2,0468
	Нефтепродукты			0,300	13,57	0,0204
	Железо общее			1,000	45,24	0,0680
	Всего:					**2,1352**
Выпуск № 11 ПИ КТЛ	Взвешенные вещества	45,24	68	30,100	1361,72	2,0468
	Нефтепродукты			2,600	117,62	0,1768
	Железо общее			3,000	135,72	0,2040
	Всего:					**2,4276**
	Всего по всем выпускам					**37052,7662**

Выводы:

На основе анализа можно сделать вывод, что все технологические решения по водоснабжению и водоотведению действующих объектов ТШО приняты и разработаны в соответствии с нормами, правилами, стандартами и соответствующими нормативными документами Республики Казахстан.

Результаты расчетов, приведенные в таблицах 4.9.6-2 и 4.9.6-3 показывают, что максимальные объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по вариантам 1-3,5-7,9 имеют одинаковые значения по году максимальной добычи нефти, а по вариантам 4 и 8 имеют практически одинаковые значения по году максимальной добычи и закачки альб-сеноманской воды.

При реализации вариантов 4 и 8 с ППД ожидается извлечение значительных объемов альб-сеноманской воды, что увеличивает потребление свежей воды, дополнительно до 15537,7 тыс.м^3/год в сравнении с вариантами без ППД.

Дополнительно при реализации вариантов 4 и 8 значительно возрастает объем извлекаемых вместе с флюидом пластовых вод. Также при реализации вариантов без ППД максимальное ожидаемое извлечение пластовых вод составляет до 4800 м^3/сут, а при реализации вариантов с ППД максимальное ожидаемое извлечение пластовых вод составляет до 10000 м^3/сут. С учетом образуемых объемов производственных сточных вод, отправляемых на закачку, в объеме 6200 м^3/сут, при реализации вариантов без ППД на закачку предполагается отправлять до 11000 м^3/сут очищенных производственных и пластовых вод, а при реализации вариантов с ППД – до 16200 м^3/сут.

Таким образом, можно сделать вывод, что с точки зрения водопотребления свежей воды из природных источников, а также образуемых объемов сточных вод, отправляемых на закачку, наиболее рациональными являются варианты без ППД, а именно 1-3,5-7,9 варианты.

4.10. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ОБРАЩЕНИИ С ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

4.10.1. Краткое описание системы управления отходами на объектах ТОО «Тенгизшевройл»

Крупные нефтедобывающие компании в Республике Казахстан (далее РК) имеют развитую систему управления отходами. Такая система предусматривает методы обращения с отходами в зависимости от их вида в соответствии законодательством РК.

Требования пп. 3 и 4 ст. 335 Экологического кодекса РК (далее ЭК) направлены на разработку Программы управления отходами в соответствии с принципом иерархии и с учетом необходимости использования наилучших доступных техник (технологий).

Система управления отходами ТОО «Тенгизшевройл» (далее ТШО) предусматривает методы обращения с отходами в зависимости от их вида в соответствии с принципом иерархии.

Иерархия управления отходами является универсальной моделью обращения с любыми видами отходов и, применение иерархии управления отходами в нормативных документах и процедурах управления отходами является общепринятой мировой практикой, и данные приоритеты включены также в ЭК РК (ст. 328-329 ЭК РК). Компания использует принцип приоритетного применения различных способов обращения с отходами, который представлен в виде иерархии управления отходами (рис. 4.10.1).



Рисунок 4.10.1. Обращение с отходами в соответствии с принципом иерархии

При применении принципа иерархии Компания принимает во внимание технические возможности и экономическую целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны (ст. 329 ЭК РК).

Система безопасного управления отходами в соответствии с принципом предупреждения загрязнения выделяет наиболее и наименее предпочтительные действия по обращению (предотвращение образования отходов – подготовка к повторному использованию – переработка – утилизация – удаление) для каждого конкретного вида отходов.

Захоронение, как конечный метод утилизации отходов, применяется, если ни один из вышеперечисленных способов управления отходами не может быть использован. Применение высших уровней иерархии управления отходами означает более рациональное управление как отходами, так и ресурсами в целом.

В соответствии со статьей 329 ЭК РК, образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития РК:

1) предотвращение образования отходов;
2) подготовка отходов к повторному использованию;
3) переработка отходов;
4) утилизация отходов;
5) удаление отходов.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) – 5), владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

В принципе заложен качественный критерий, и его можно описать как «применение методов более высокого уровня иерархии является предпочтительным». В связи с этим, методы обращения с отходами, принимаемые на основе принципа иерархии мер относятся к качественным показателям.

В связи с тем, что применение методов более высокого уровня иерархии является предпочтительным, к качественным показателям могут быть отнесены такие методы, как переработка отходов на собственных мощностях, передача сторонним организациям на переработку, вторичное использование материалов, безопасное хранение с целью передачи на переработку, подготовка отходов к повторному использованию, выделение из отходов вторичного сырья (в результате раздельного сбора или сортировки). Использование этих методов управления отходами свидетельствует о рациональном управлении как отходами, так и ресурсами в целом.

Согласно ст. 321 ЭК РК, ТШО производит сортировку и накопление отходов в процессе их сбора. Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению (п. 2 ст. 326 ЭК РК). Во исполнение ст. 323 ЭК РК на объектах Компании осуществляется поэтапная система сортировки отходов с отбором ценного вторичного ресурса. Таким образом, выделяются такие вторичные ресурсы, как пластик, бумага/картон, стекло и стеклотара, бетон, древесные материалы, металлолом, использованные металлические банки (жестяные, алюминиевые) для хранения пищевых продуктов и разлива напитков, которые находятся в составе отходов, как потребления, так и производства.

Раздельный сбор коммунальных отходов в местах их сбора производится с выделением вторичных ресурсов: пластика, стекла, бумаги/картона, использованной металлической тары (жестяные, алюминиевые банки) для хранения пищевых продуктов и разлива напитков. Пищевые отходы собираются отдельно для их последующей переработки. В настоящее время осуществляется раздельный сбор отходов строительства и демонтажа в местах их образования. Так, отходы железобетона, которые в дальнейшем будут направляться на дробление с получением вторичного щебня и металлолома, а также отходы асфальта собираются отдельно от других строительных отходов. Кроме того, из строительных отходов осуществляется выделение пластика, древесины, металлолома, бетона и стекла, пригодных для вторичного использования и переработки. Выделенные виды отходов, которые могут быть использованы в качестве вторичного ресурса могут передаваться третьей стороне для последующей переработки и утилизации.

Ниже приводится краткая информация по обращению со вторичными ресурсами:

- Пластик (бутылки, ящики, мягкий пластик), бумага/картон собираются раздельно и частично сортируются из состава коммунальных отходов и отходов строительства и демонтажа в местах их образования. По мере образования вывозятся на площадку ТЭЦ, где прессуются с целью уменьшения объёма и оптимизации транспортировки, далее передаются на переработку сторонним организациям. Жесткий пластик, отсортированный из отходов строительства и демонтажа, также направляется на переработку в специализированные предприятия.
- Стекло и стеклотара собираются раздельно и передаются сторонним организациям на переработку. Образуются в лабораториях, как вышедшие из употребления лабораторная посуда и её бой, при сортировке стекла и стеклотары из состава коммунальных отходов и отходов строительства и демонтажа, выход из строя стеклянных изоляторов, при ремонте и техобслуживании автотранспорта. Компания в будущем планирует значительно уменьшить образование стекла и стеклотары в составе коммунальных отходов путем сокращения закупа продуктов и материалов в стеклянной таре, включая возможности закупа продуктов в других видах тары.
- Металлолом собирается раздельно, частично выделяется из состава отходов строительства и демонтажа. Передается на переработку третьей стороне.
- Осуществляется раздельный сбор алюминиевых, металлических банок из-под напитков и пищевых продуктов. Относятся к некондиционному металлолому в связи с тем, что банки могут содержать остатки пищи. Передается на переработку третьей стороне.
- Бетон и древесные материалы собираются в местах образования на объектах Компании, а также при сортировке из состава коммунальных отходов и отходов строительства и демонтажа. Образованные бетон и древесные материалы отправляются на ТЭЦ, где имеются специально выделенные площадки для их хранения. Бетон полностью перерабатывается на установке по дроблению. Крошенный бетон далее используется для собственных нужд в производственных операциях, в частности, для строительства объектов ПБР, также безвозмездно передается сторонним организациям и населению для вторичного использования (Сертификат соответствия, зарегистрированный в Государственном реестре от 25 апреля 2019 года № KZ 7500089.01.01.00125) может использоваться вторично внутри предприятия (щебень из отходов промышленности для строительных работ фракции от 5 до 10 мм, от 10 до 20 мм). Передача регламентируется внутренними процедурами управления отходами ТШО ЕР-005 и ЕР-045.
- Древесные материалы также подвергаются переработке путем крошения на роторном измельчителе. На площадке, перед крошением, древесные материалы подвергаются повторной сортировке, в ходе которой отсеиваются загрязненные части древесных материалов. Отсортированная древесина, утратившая свои свойства из-за износа, шелушащаяся или загрязненная, не подлежащая переработке, отправляется на размещение на полигон ТБО. Чистая древесина используется в качестве вторичного материала как до крошения, так и после. Используется для собственных нужд внутри предприятия, в том числе, для покрытия дорог внутри полигонов и как абсорбирующий материал, для мульчирования зеленых насаждений, а также безвозмездно передается сторонним организациям и населению для вторичного использования.

Передача населению способствует увеличению доли повторного использования отходов бетона, древесины и других строительных материалов. Между Компанией и Акиматом Жылыойского района Атырауской области было достигнуто соглашение о совместной работе в рамках программы безвозмездной передачи бетона, древесины и других строительных материалов населению района.

Некоторые виды отходов ТШО передает третьей стороне специализированным предприятиям, имеющим лицензии и разрешения для их переработки или утилизации с соблюдением определенных требований охраны окружающей среды, техники безопасности, а также нормативных и финансовых стандартов. Данный процесс требует тщательной оценки объектов сторонней организации сертифицированными аудиторами до начала их использования.

Компания имеет собственные мощности по переработке или подготовке к переработке отходов (Фото 4.10.1 – 4.10.6). Управление отходами на различных этапах, в том числе и при переработке на собственных мощностях, основано на применении наилучших доступных технологий:

- Переработка нефтешлама термомеханическим способом с выделением воды и нефтепродуктов (базового масла) и возможностью их повторного использования, а также с целью снижения токсичности отходов;



Фото 4.10.1. Процесс переработки шлама на ТСС

- Стабилизация нефтешлама с пирофорными свойствами с добавлением глины, фендолита, песка, обладающих абсорбирующими свойствами;

– Переработка буровых растворов на установках ENVIROCENTER с целью сокращения объема отходов и их токсичности и выделения воды и нефтепродуктов (базового масла) для повторного использования;



Фото 4.10.2. Процесс очистки бурового раствора на установках ENVIROCENTER

– Переработка отходов бурения на установке VERTI-G с целью сокращения объема отходов и их токсичности и выделения воды для повторного использования;

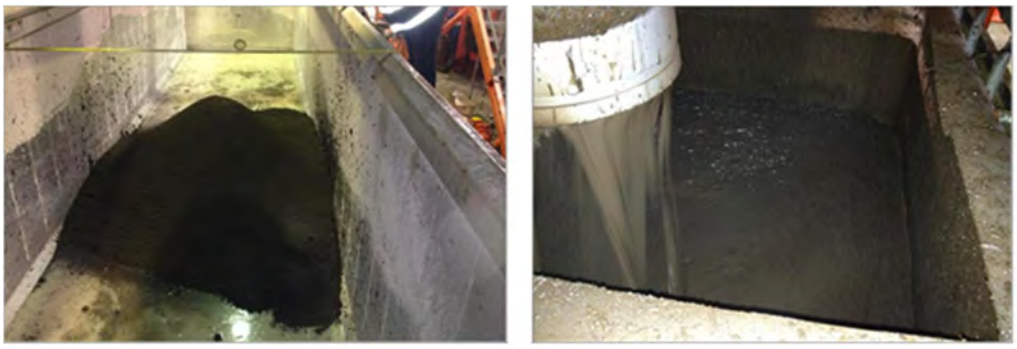


Фото 4.10.3. Разделенные фазы бурового шлама – буровой раствор и сухой осадок на установке VERTI-G

– Применение камнедробилки для переработки отходов бетона во вторичный щебень;

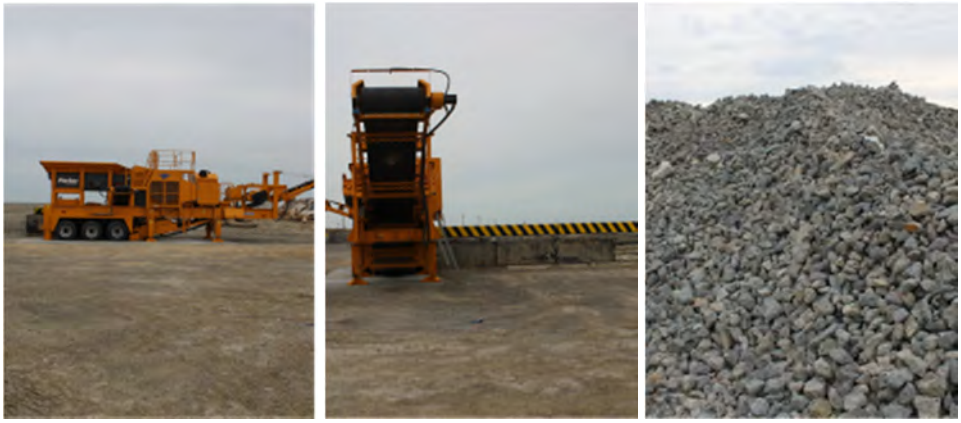


Фото 4.10.4. Дробилка для бетона

– Применение роторной дробилки для измельчения отходов древесины в щепу различного размера;



Фото 4.10.5. Роторная дробилка древесных материалов

– Применение пакетировочных прессов для вторсырья.



Фото 4.10.6. Пакетировочный пресс WHS 650 HDE и спрессованный картон после пресса в виде брикетов на ТЭЦ

Кроме того, на ТЭЦ находится цех со шредером для измельчения отходов бумаги.

Некоторые виды отходов ТШО временно накапливает в местах централизованного сбора перед переработкой на собственных мощностях или передачей сторонним организациям.

Согласно ст.320 ЭК РК, под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Места временного 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, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

На ТШО имеется несколько мест временного накопления отходов. Большинство площадок временного накопления отходов (места централизованного сбора) организованы на территории ТЭЦ, на бывшей КВПП, на базе бурения, АРП, КТЛ, ГТЭС и других подразделениях ТШО.

Все площадки обустроены согласно Санитарно-эпидемиологических требований к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления, утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ 331/2020.

Процесс обращения с отходами в компании выстроен в полном соответствии с требованиями действующего законодательства РК и международных стандартов. В свою очередь, Компания ведет постоянный учет объемов накопления отходов на специализированных площадках и захоронения отходов на собственных полигонах, согласно установленным лимитам. В целях обеспечения контроля за соответствием требованиям, представителями отдела экологии ТШО на регулярной основе проводятся инспекции на собственных объектах. На производственных участках обеспечивается своевременный вывоз образуемых отходов специализированным организациям на переработку, либо отходы доставляются на территорию ТЭЦ на захоронение.

На территории Компании расположены два объекта захоронения отходов: полигон промышленных отходов, полигон твердых бытовых отходов. Полигоны отходов обустроены в соответствии с требованиями, предъявляемыми к обустройству объектов данного типа, с целью минимизации их воздействия на окружающую среду. На полигонах предусмотрено устройство противофильтрационного экрана и дренажной системы для предотвращения фильтрации загрязненных вод в грунтовые воды. Основание полигонов устроено с уклоном для стока и отведения фильтрата в пруды (бассейны) для сбора фильтрата. Кроме того, в целях оценки уровня влияния полигонов размещения отходов на окружающую среду Компания применяет систему мониторинга за состоянием природных сред, а на полигоне ТБО также проводится мониторинг свалочного газа и имеется система сбора газа.

Большинство подрядных и субподрядных компаний передают на объекты захоронения Компании, в основном: коммунальные отходы. Отходы пластика и бумаги, стекла, и другие вторичные материалы принимаются на ТЭЦ для дальнейшей переработки. Прием отходов от сторонних организаций на объект ТЭЦ осуществляется согласно официальному соглашению между ТШО и бизнес-партнерами - документу «Согласие и подтверждение компании источника образования отходов», который подписывается в двухстороннем порядке, и содержит перечень отходов и критерии их приема на ТЭЦ в соответствии с законодательством РК и внутренними процедурами ТШО. А такие отходы, как отработанные шины, технические масла, ртутьсодержащие лампы и другие опасные отходы передают другим подрядным организациям по управлению отходами на основе собственных договоров.

В случае заполнения полигоны могут быть расширены путем организации дополнительных обваловок или могут быть построены новые ячейки Проектная высота полигонов 20,5 метра. На территории ТЭЦ имеется свободная площадь, за счет которой могут быть расширены полигоны. Также рассматривается вариант, что для расширения полигонов можно будет использовать примыкающий к ТЭЦ участок (внутри территории ТШО).

При выборе необходимых решений в области управления отходами на объектах ТШО отдаётся предпочтение принципу минимизации образования отходов и увеличению объемов переработки и повторного использования отходов, что соответствует передовому мировому опыту и требованию законодательства РК. Следует отметить тот факт, что компания внедрила принцип иерархии управления отходами еще до того момента, как это стало требоваться в ЭК РК.

Однако следует отметить, что управление отходами не является основной производственной деятельностью ТШО, и по принятой в промышленности практике, на предприятии предпочтение отдается надёжному сервису в области переработки отходов, привлечению со стороны квалифицированных компаний, специализирующихся в этой области, имеющих лицензию на выполнение работ (оказание услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов (ст. 336 ЭК РК).

Согласно действующей системе управления отходами Компании, часть отходов производства и потребления передается на переработку/утилизацию сторонним специализированным предприятиям, имеющим лицензии и разрешения на производство соответствующих работ. Подрядные организации, привлеченные для этих работ, должны отвечать всем нормативным требованиям РК, а также внутренним стандартам Компании и иметь опыт работы в сфере обращения с отходами. Компания стремится увеличивать объемы отходов, передаваемых на переработку третьим сторонам и способствовать развитию сегмента рынка услуг в области обращения с отходами в РК.

Некоторые Подрядные организации, оказывающие услуги по управлению отходами ТШО, базируются на территории ТШО или в непосредственной близости.

ТШО имеет договора на оказание услуг по транспортировке/переработке/утилизации как опасных, так и не опасных отходов, со следующими специализированными компаниями – ТОО Nasar Solution, ТОО West Dala, ТОО Eco Technics, ТОО Туранпромресурс, ТОО Казкомсервис, ТОО Нефтестройсервис, ТОО Техникдестрой, ТОО West Ecoline, ТОО HILL Corporation.

Принимая во внимание важность контроля процесса переработки отхода, ТШО проводит регулярные выезды на объекты подрядчика с целью анализа соответствия нормативным требованиям и договорным обязательствам. Обязательным условием переработки/уничтожения каждой партии отходов, является предоставление подрядчиком в адрес ТШО актов по переработке отходов.

Кроме того, компании, привлеченные к оказанию услуг по обращению с опасными отходами, проходят обязательную процедуру аудита на соответствие требованиям корпоративного стандарта TWS. Цель данного процесса – обеспечение процесса передачи отходов ТШО специализированным предприятиям для их переработки или утилизации с соблюдением определенных требований охраны окружающей среды, техники безопасности, а также нормативных и финансовых стандартов. Данный процесс предусматривает тщательную оценку объектов сторонней организации сертифицированными аудиторами до начала их использования. Объекты сторонних организаций, которые не прошли оценку по процессу, не включаются в список компаний «выбранных для использования» и им нельзя будет принимать отходы ТШО.

Приоритетной задачей для ТШО остается развитие казахстанского содержания вместе с их партнерами в сфере переработки отходов. Компания продолжает работу над выявлением дополнительных возможностей для переработки отходов с участием сторонних поставщиков услуг в целях расширения спектра перерабатываемых материалов.

Несмотря на то, что с момента передачи отходов на переработку, ответственность за их обращение также передается Подрядчику, ТШО берет на себя обязательство по размещению остатков от переработки отходов на собственных полигонах и при необходимости может контролировать процесс переработки отходов Подрядчиком.

Политика ТШО направлена на экологичную переработку отходов, предполагающую возврат в процесс тех компонентов, которые можно повторно использовать в производстве.

При заключении договоров на передачу отходов специализированным предприятиям Компания тщательно отслеживает способы и технологии утилизации, переработки, обезвреживания и безопасного удаления отходов Подрядчиком. Компания перед заключением контракта и после проводит аудит объектов Подрядных организаций, привлекаемых для управления отходами ТШО.

ТШО постоянно ведет мониторинг компаний-переработчиков отходов, имеющих собственную производственную базу по переработке отходов в Атырауской области с целью выбора наилучших доступных технологий. С целью привлечения более широкого круга компаний РК к участию в тендере на оказание услуг по обращению с отходами в сентябре 2022 года ТШО организовал и провел большой форум в г. Атырау (фото 4.10.7). В рамках организации форума преследовались цели по повышению осведомленности о предстоящем тендере на оказание услуг по обращению с отходами и привлечению к участию в нем более широкого круга казахстанских компаний. Была проделана значительная работа по привлечению большого количества целевой аудитории, по её информированию о компании ТШО и особенностях обращения с отходами на Тенгизе, выявлению потребностей и ожиданий, а также решению целевых вопросов.



Фото 4.10.7. Форум по обращению с отходами с участием внешних заинтересованных сторон

4.10.2. Сравнение системы управления собственными отходами ТОО «Тенгизшевройл» со сред.показателями по РК и Атырауской области

В данном разделе приводится сравнение основных показателей по системе управления отходами в ТШО со средними показателями по Атырауской области и в целом по РК.

Для сравнения использовались данные за период 2019-2021 годы.

На рисунке 4.10.2 представлены сравнительные показатели по системе управления отходами ТШО с усредненными показателями по РК и Атырауской области.



Рисунок 4.10.2. Сравнительные показатели по системе управления отходами с усредненными показателями по Республике Казахстан

Как видно из данных, представленных на рисунке 4.10.2, показатели по переработке, повторному использованию и утилизации ТШО более, чем на 20% превышают средние показатели по РК. Что касается показателей по захоронению отходов, захоронение отходов на ТШО более, чем в два раза ниже среднереспубликанских показателей. ТШО предпочитает захоронению переработку и повторное использование отходов наряду с передачей специализированным компаниям, применяющим максимально прогрессивные, экологичные способы переработки отходов.

На рисунке 4.10.3 представлены сравнительные показатели по системе управления отходами ТШО с усредненными показателями по Атырауской области, где сосредоточено большинство нефтедобывающих компаний Казахстана.



Рисунок 4.10.3. Сравнительные показатели по системе управления отходами с усредненными показателями по Атырауской области.

Как видно из данных, представленных на рисунке 4.10.3, показатели по системе управления отходами ТШО в сравнении с усредненными показателями по Атырауской области по переработке, повторному использованию и утилизации на 30% выше, а по захоронению на 10% ниже среднеобластных значений.

Таким образом, система управления отходами на объектах ТШО является максимально прогрессивной и экологичной и соответствует требованиям мировых стандартов.

4.10.3. Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов

В разделе 3 ОВВ приведено описание альтернативных вариантов разработки месторождения Тенгиз. Каждый из рассматриваемых вариантов предусматривает индивидуальный набор технологических проектов (стратегий). Их технико-экономическая эффективность будет оцениваться в зависимости от ввода каждого из сценариев, что может привести к поэтапной и постепенной разработке.

В данном разделе приводится сравнение 9-ти альтернативных вариантов разработки месторождения Тенгиз с точки зрения образования отходов. Варианты ПРМ были проанализированы с точки зрения особенностей, различий и их влияния на образование отходов. В целом технология добычи и подготовки углеводородного сырья на месторождении Тенгиз не претерпит существенных изменений, различие между вариантами ПРМ будет сводиться, в основном, к различным комбинациям привычных для ТШО процессов. В связи с этим, перечень и характеристики образующихся отходов для всех вариантов ПРМ приняты на основании согласованных на 2023 год. В процессе деятельности ТШО образуется 61 вид отходов, из который 37 видов опасных отходов, 13 видов не опасных отходов и 11 видов зеркальных отходов, из которых 6 видов обладают опасными свойствами, 5 видов не обладают опасными свойствами. Таким образом, процессе деятельности ТШО образуется 43 вида отходов, обладающих опасными свойствами и 18 видов отходов, не обладающих опасными свойствами.

В таблице 4.10.1 представлены сведения о классификации (на основании Классификатора отходов, утвержденного приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 6 августа 2021 года № 314), характеристика и способы управления отходами, принятыми на ТШО.

Анализ показал, что наибольшее влияние на образование отходов оказывает график бурения, который является индивидуальным для каждого варианта ПРМ и охватывает период 2023-2040 годов.

В процессе бурения образуются 3 вида отходов: отходы бурения на водной основе, а также солевые и несолевые отходы бурения на нефтяной основе. В процессе переработки термомеханическим методом солевых и несолевых отходов бурения на нефтяной основе образуется отход – твердый минеральный остаток (ТМО). Эти 4 вида отходов для каждого из вариантов ПРМ были рассчитаны на основе графика бурения.

Другие виды отходов были рассчитаны на основании анализа деятельности предприятия за период с 2017 по 2023 годов. Были проанализированы фактические и прогнозные данные по образованию отходов. Те виды отходов, образование которых зависит от объема добычи (аминовый шлам, аминосодержащие отходы, нефтешлам и пр.) были пересчитаны с учетом полки добычи по соответствующему варианту. Те виды отходов, которые не зависят от объема добычи (отходы от жизнедеятельности персонала, от обслуживания техники, отходы от строительных и ремонтных работ и пр.) были приняты на уровне 2023 года.

В таблице 4.10.2 и на рисунке 4.10.4 приведено сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов.

Таблица 4.10.1 Сведения о классификации, характеристика и способы управления отходами для всех вариантов ПРМ

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
Опасные отходы								
1	Аминовый шлам	07 01 10*	Другие осадки на фильтрах и использованные абсорбенты	шлам	HP14 экотоксичность	Аминовый фильтр, водный раствор диэтаноламина в системах регенерации амина и трехступенчатой фильтрации амина на Установке 300 (Установка очистки газа) и других аналогичных установках, продукты деградации амина (термостабильные соли, нелетучие высокомолекулярные продукты осмоления (осмолы), летучие соединения - гликоли, спирты, кислоты) и продукты разрушения механических фильтров (катионно-обменная смола - ионообменный фильтр, активированный уголь - сорбент, матрица стекловолокна - мешотчатый фильтр).	Аминовая очистка газа от сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) на Установке 300 и других аналогичных установках. Фильтрация раствора амина с целью очистки от продуктов деградации аминов	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
2	Аминосодержащие растворы	07 01 01*	Водные промывающие жидкости и исходные (маточные) растворы	жидкое	HP14 экотоксичность	Водный раствор диэтаноламина	Процесс очистки газа от сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) на Установке 300 и других аналогичных установках. Деградация амина (потеря абсорбирующих свойств раствора) за счет вступления в необратимые химические реакции с примесями в газе.	Передача сторонним организациям
3	Водно-щелочной раствор после очистки углеводородов от сернистых соединений	05 01 11*	Отходы от очистки топлива основными гидроксидами	раствор	HP8 разъедающее действие	Раствор щелочной 2-17%, сернистые соединения (сероводород, меркаптаны и пр.), содержащиеся в углеводородном сырье.	Очистка углеводородов от сернистых соединений (сероводорода, меркаптанов и пр.) на Установках 700 КТЛ и Установке 700 ЗВП, ДМК, РПН, мобильная установка бизнес партнёра и на других аналогичных установках (раствор щелочной, отработанный является побочным продуктом очистки углеводородных газов и нефти от меркаптанов и сероводорода)	Передача сторонним организациям
4	Жидкие отходы химических материалов	07 07 04*	Другие органические растворители, промывающие жидкости и исходные растворы	жидкое	HP6 острая токсичность, HP14 экотоксичность	Химические реагенты, их смеси и другие подобные материалы (Гипохлорит натрия; жидкий перманганат натрия; карбогидразид; биоцид; ингибиторы солеотложения; фосфорная кислота 85%; моноэтаноламин; концентрированный коромид, раствор с содержанием органического титаната, изопропанола, метанола, 2-оксибутилэтанола, нафтеновой кислоты, имидазолиновой соли; деэмульгатор; эмульгаторы, основанные на неионогенных ПАВ: Alcopol, NLR505, Vanfoam и др., длительно хранившийся финский бензин, не пригодный для использования в качестве топлива; Prochinor AP 104/MR 2998; Nalco Utrion 71222 и подобные отходы водных полимеров-пеногасителей; водные моющие средства (детергенты), высокотемпературный ингибитор коррозии; антигель; бромид цинка; бромид кальция; антифриз; гелеобразующий агент SGA-HT; добавка в бетон Rheobild 1000; растворы алюмината натрия; формалин; FLEXSORB, вода, продукты деструкции FLEXSORBa.), амин, гликоль, нефтепродукты.	Эксплуатация технологических установок, трубопроводов, очистных сооружений, лабораторий, складов и др., аминовая очистка природных газов, буровые работы, ремонт технологического оборудования, антикоррозионная обработка и защита оборудования, пропарка, химическая очистка и промывка установок, емкостей при капитальном ремонте или замене оборудования и др. Истечение срока годности химикатов.	Передача сторонним организациям
5	Жиросодержащие отходы	20 01 25	Пищевые масла и жиры	смесевое	Принят опасным на основании Приложения 4В Классификатора отходов	Продукты питания.	Приготовление пищи. Жироуловители. Процесс первичной, механической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, улавливание жиров, сбор растительных масел в столовых.	Передача сторонним организациям
6	Загрязненные отходы керамики	05 07 99	Отходы, не указанные иначе	твердое	HP14 экотоксичность	Молекулярные сита, керамические шарики и керамические детали, изделия, материалы, в том числе насадки (хордовые, кольцевые (кольца Рашига, Палля), блочные и др.) и пр.	Использование керамических деталей и материалов из керамики в технологическом процессе с целью улучшения массо- и теплообменных процессов, периодическая замена материала, тех. обслуживание оборудования и аппаратов, кап.ремонт технологических линий и пр.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
7	Зольный остаток	19 01 11*	Зольный остаток и котельные шлаки, содержащие опасные вещества	зола	HP14 экотоксичность	Донный нефтешлам, старый буровой нефтешлам, загрязненный грунт, отходы бурения на нефтяной основе, отходы бурения на водной основе, другие шламы и осадки, жидкие отходы химических материалов, медицинские отходы в результате деятельности различных медицинских учреждений и жиросодержащие продукты.	Термическое обезвреживание, инсинерация	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
8	Металлолом некондиционный	17 04 09*	Отходы металлов, загрязненные опасными веществами	твердое	HP14 экотоксичность	Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции, металлопрокат, сваи, инструменты, металлическая тара, бочки металлические, огарки сварочных электродов, обрезки кабелей, проводов, и т.п.), оборудование из металла, металлические детали (в том числе, кольца Палля), диски от оборудования по металлорезке и металлообработке, металлическая упаковка, жестяные банки из-под продуктов и т.п.	Износ металлических изделий, оборудования, деталей, конструкций и пр. утрата потребительских свойств, ремонтно-профилактические работы, строительные работы, в том числе, демонтаж и монтаж зданий, оборудования, металлообработка, жизнедеятельность персонала и др. процессы, приводящие к образованию загрязненных механическими примесями, строительными материалами, химреагентами, углеводородами металлических отходов.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
9	Несолевые отходы бурения на нефтяной основе	01 05 05*	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	шлам	HP14 экотоксичность	Буровой раствор на нефтяной основе, выбуренная порода (буровой шлам)	Бурение надсолевых и подсолевых интервалов скважин	Переработка на собственных мощностях
10	Нефтесодержащий осадок	05 01 99	Отходы, не указанные иначе	пастообразное состояние	HP14 экотоксичность	Осадок после мойки автомашин, осадок нефтепродуктов, буровой шлам, буровой раствор, песок и другие материалы (активированный уголь, наполнитель песка-фильтра и др.), контактировавшие с нефтепродуктами, и пр.	Мойка автотранспорта, зачистка резервуаров, цистерн, сборных колодцев дренажной системы, мойка бурового и пр. оборудования, переработка буровых растворов на нефтяной основе на установке ENVIROCENTER. Процессы снижения загрязнения в углеводородных средах, процессы преднамеренного и непреднамеренного загрязнения и др.	Переработка на собственных мощностях / Передача сторонним организациям
11	Нефтешлам	05 01 03*	Донные шламы	шлам	HP3 огнеопасность, HP14 экотоксичность	Флюиды (нефть, газ), механические примеси	Очистка от отложений на внутренних поверхностях и дне емкостей и резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, очистка внутренних поверхностей технологического оборудования и трубопроводов (скребкование), канализационных колодцев и приямков, техническое обслуживание мобильной установки по переработке нефтешлама OCSS-50	Переработка на собственных мощностях / Передача сторонним организациям
12	Отработанные аккумуляторы	16 06 05	Другие батареи и аккумуляторы	неразобранное оборудование и устройства	HP8 разъедающее действие, HP14 экотоксичность	Аккумуляторы (гелевые, щелочные и кислотные аккумуляторные батареи), ИБП.	Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.	Передача сторонним организациям
13	Отработанные батарейки	16 06 05	Другие батареи и аккумуляторы	неразобранное оборудование и устройства	HP14 экотоксичность	Солевые, щелочные, марганцевые, литиевые и другие виды батареек.	Замена источников питания в детекторах (применяемые для исследования скважин), рациях и других портативных электронных приборах.	Передача сторонним организациям
14	Отработанные воздушные фильтры	16 01 07*	Масляные фильтры	твердое	HP3 огнеопасность, HP14 экотоксичность	Фильтры системы обогрева, вентиляции и кондиционирования воздуха. Вставные фильтры доочистки конденсата пара. Фильтры топливного газа с установки выработки электроэнергии и другие подобные фильтры.	Очистка воздуха от пыли, газов и других примесей. Эксплуатация оборудования и техобслуживание автотранспорта, газотурбинные установки, компрессоры при бурении скважин, воздухоочистительные установки завода и других объектов предприятия.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
15	Отработанные картриджные и мембранные фильтры	05 07 99	Отходы, не указанные иначе	неразобранное оборудование и устройства, твердое просев	HP3 огнеопасность, HP14 экотоксичность	Картриджные и мембранные фильтры, картриджные фильтры с фторсодержащими полимерами, песчаные фильтры и другие подобные фильтры.	Различные процессы очистки жидких и газообразных веществ, на различных производственных объектах (технологические установки, ПИВ, КОС, ОС и др.)	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
16	Отработанные масла	13 02 08*	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	жидкое	HP3 огнеопасность	Синтетические и минеральные масла, турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, индустриальное масла, горюче-смазочные материалы (Chevron A10 115, Neste TRAFO 10X, Locovotive Type oil for diesel engine M-14-V2, Chevron HiPerSYN Oil, Chevron Utility Oil LVI/HVI, Chevron Texaco Pinnacle EP 220, Synfilm NGL и другие подобные смазочные масла), минеральные и синтетические смазывающие вещества и другие жидкие нефтепродукты.	Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, трансформаторных подстанций, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, оборудования буровых установок, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа.	Передача сторонним организациям
17	Отработанные смеси, эмульсии масла/вода, углеводороды/вода	13 05 06*	Масла от сепараторов масло/вода	жидкое	HP14 экотоксичность	Различные масла, ГСМ, нефтепродукты, промывная вода, нефтесодержащие сточные воды и пр. продукты, содержащие масла и углеводороды на КОС, КТЛ 160/200, складе ГСМ и АЗС и других аналогичных установках.	Чистка резервуаров, цистерн, нефтеловушек и других подобных емкостей и отстойников на КОС, КТЛ 160/200, складе ГСМ и АЗС и других	Передача сторонним организациям

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
							аналогичных установках, очистка нефтесодержащих сточных вод и пр.	
18	Отходы битумной латексной эмульсии	13 08 02*	Другие эмульсии	жидкое	HP14 экотоксичность	Битумно-латексные эмульсии (Masterseal 420 HB и другие подобные)	Истечение срока годности	Передача сторонним организациям
19	Отходы бурения на водной основе	01 05 06*	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	шлам	HP14 экотоксичность	Буровой раствор на водной основе, выбуренная порода (буровой шлам)	Бурение верхних интервалов скважин, рекультивация буровых амбаров	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
20	Отходы металлопластиковых изделий	17 04 09*	Отходы металлов, загрязненные опасными веществами	твердое	HP14 экотоксичность	Неразборные металлопластиковые изделия с незначительным загрязнением нефтепродуктами и химикатами, обрезки металлопластиковых труб, профилей, оптико-волоконный кабель и иные бытовые предметы и пр.	Распаковка, хранение и эксплуатация металлопластиковых труб и другого оборудования, имеющего металлопластиковые детали, для буровых, строительных, монтажных работ. Утрата потребительских свойств, остатки от монтажа и пр.	Передача сторонним организациям
21	Отходы, содержащие фреоны	16 01 99	Отходы, не указанные иначе	смесевое состояние	HP14 экотоксичность	Холодильные оборудования, система кондиционирования, металлические баллоны, охлаждающие, морозильные и др. устройства, содержащие фреоны R-12, R-22	Эксплуатация холодильного оборудования, системы кондиционирования, металлических баллонов, охлаждающих, морозильных и др. устройств, содержащих фреоны R-12, R-22	Передача сторонним организациям
22	Песок с пескоструйной установки	12 01 14*	Шламы от механической обработки, содержащие опасные вещества	гранулят	HP14 экотоксичность	Песок, абразивный порошок и другие абразивные материалы	Чистка металлических поверхностей (труб, оборудования, ёмкостей, резервуаров и т.д.), от остатков краски, старых лаков, ржавчины, окалины и других типов загрязнений, характерных для металлов. Очистка резервуара хранения серы.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
23	Промасленные отходы	15 02 02*	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	твердое	HP14 экотоксичность	Масляные и топливные фильтры, обтирочная ветошь и текстиль, адсорбент разливов нефтепродуктов, нефтепродукты, ГСМ, шпалы деревянные, СИЗ, одноразовые комбинезоны	Эксплуатация авто и спецтехники, генераторов, технологического оборудования, протирка замасленных деталей техники на объектах ТШО и подрядчиков, износ деревянных шпал на объектах железной дороги.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
24	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	неразобранное оборудование и устройства	HP6 острая токсичность, HP14 экотоксичность	Люминесцентные лампы, термометры, прочие ртутьсодержащие приборы.	Освещение офисных, производственных, жилых зданий и уличное освещение. Эксплуатация ртутьсодержащих приборов, утрата их потребительских свойств.	Передача сторонним организациям
25	Ртутьсодержащий раствор	20 01 21*	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	жидкое	HP6 острая токсичность, HP14 экотоксичность	Химреагенты, используемые в лаборатории ЦЗЛ, лаборатории КОС и Новых КОС, помещенные в стеклянные колбы.	Использование химреагентов в процессе анализа на определение ХПК (химическое поглощение кислорода) в воде, прочие виды анализов, где могут образоваться ртутьсодержащие растворы	Передача сторонним организациям
26	Сернистые отходы	05 01 16	Серосодержащие отходы от десульфуризации нефти	смесевое	HP14 экотоксичность	Молекулярные сита Установки 300 ЗВП, керамические шарики адсорберов установки осушки Установки 300 ЗВП, картриджные фильтры-коалесцеры сырого газа и пыли молекулярных сит Установки 300 КТЛ-1, КТЛ-2, КТЛ-2.3, ЗВП, катализаторы реактора Клауса Установок 400 КТЛ-1, КТЛ-2, ЗВП и реактора гидрогенизации Установок 500 КТЛ-1, КТЛ-2, ЗВП, керамические шарики реакторов Клауса Установок 400 КТЛ-1, КТЛ-2, ЗВП и Установки 500 КТЛ-2, фильтр кислой воды Установки 500 КТЛ-2, реагенты (антивспениватели, ингибиторы коррозии и отложений, накипи, биоцид, поглотитель кислорода), адсорбированные вещества (сернистые соединения, сера и ее аллотропы), вода, другие вещества и материалы, работающие в сернистых средах	Процесс осушки (дегидратации) сырых углеводородных газов с Установки сепарации и стабилизации нефти молекулярными ситами после очистки от кислых компонентов раствором диэтаноламина (Установка 300) Процесс производства серы из кислого газа Колонн регенерации амина по методу Клауса (конверсия сероводорода на трех каталитических ступенях) (Установка 400) и хвостового газа от серосодержащих компонентов по методу СКОТ или процессу Сульфрен (Установка 500). Другие процессы, где вещества и материалы работают в высокосернистых средах.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
27	Слив органических соединений	16 05 06*	Лабораторные химические вещества, состоящие из или содержащие	жидкое	HP6 острая токсичность, HP14 экотоксичность	Образцы лабораторных проб, химические реактивы (этиловый спирт, четыреххлористый углерод, гексан, ксилол, толуол, ацетон, бензин-калоша, азотно-кислое серебро, серная кислота, метанол (собирается отдельно), метансульфоновая кислота,	Проведение лабораторных исследований, химических и инструментальных анализов, спектрометрии, жидкостной хроматографии и пр.	Переработка на собственных мощностях

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
			опасные вещества, включая смеси лабораторных химических веществ			карбонат, гидрокарбонат, бензальдегид, ацетонитрил, ингибиторы коррозии и пр.). Нефть. Дисульфид углерода в декане.		
28	Солевые отходы бурения на нефтяной основе	01 05 05*	Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор	шлам	HP14 экотоксичность	Буровой раствор на нефтяной основе, выбуренная порода (буровой шлам)	Бурение солевых интервалов скважин	Переработка на собственных мощностях
29	Стабилизированный шлам (смесь со стабилизирующими материалами)	19 03 04*	Отходы, отмеченные как опасные, частично стабилизированные	пастообразное состояние	HP14 экотоксичность	Нефтешламы. Стабилизирующие альтернативные абсорбирующие агенты - наполнители (например, CaO, VG69, фендолит, бентонит, минеральные остатки от переработки бурового шлама и другие подобные альтернативные агенты, обладающие абсорбирующими свойствами).	Смешивание нефтешламов и других шламов со стабилизирующими абсорбирующими материалами.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
30	Тара загрязненная	15 01 10*	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	твердое	HP14 экотоксичность	Металлические и пластиковые бочки и мелкая тара из различных материалов из-под различных реагентов, технических масел и прочих реагентов.	Освобождение тары из-под химикатов, истечение срока годности жидких и твердых химических материалов. Использование химикатов для производственных нужд.	Передача сторонним организациям
31	Твердые отходы химических материалов	07 07 99	Отходы, не указанные иначе	твердое	HP14 экотоксичность	Химические реагенты (абсорбенты, ПАВ, соли, добавки к буровому раствору, эмульгаторы, загустители), а также тара, упаковка, инструменты, оборудование и другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязненные ими.	Эксплуатация технологических установок, трубопроводов, очистных сооружений, лабораторий, складов и др. оборудования. Буровые работы, приготовление бурового раствора, водоподготовка и другие производственные технологические процессы. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
32	Твердый минеральный остаток	19 02 11*	Другие отходы, содержащие опасные вещества	твердое	HP14 экотоксичность	Несолевой и солевой буровой шлам на нефтяной основе. Нефтесодержащий осадок, образованный на установке ENVIROCENTER при переработке буровых растворов на нефтяной основе.	Термомеханическая переработка несолевого и солевого бурового шлама на нефтяной основе и нефтесодержащего осадка на установках ТСС и Verti-G	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
33	Фиксажный раствор	09 01 04*	Фиксаж (фиксирующие растворы)	раствор	HP14 экотоксичность	Фиксажный раствор, прочие растворы с аналогичным назначением и составом.	Проявление рентгеновских снимков	Передача сторонним организациям
34	Шлам пруда испарителя серных карт	05 07 02	Отходы, содержащие серу	шлам	HP14 экотоксичность	Шлам, содержащий частицы серы комовой, серную кислоту и глинистые материалы, атмосферные осадки.	Эксплуатация и техническое обслуживание серных карт, площадок, прудов-испарителей на серных картах и пр.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
35	Щелочесодержащий шлам	06 02 99	Отходы, не указанные иначе	пастообразное	HP14 экотоксичность	Щелочи, нефтепродукты, механические примеси в виде абразивной или металлической пыли, другие примеси химических материалов+цемент для солидификации	Очистка углеводородного конденсата в экстракторе процессом MEROX (окисление меркаптанов до дисульфидов) на Установке 700 ЗВП. Очистка пропана и бутана в демеркаптанизационных колоннах процессом ДМС (жидкофазная окислительная демеркаптанизация сырья) на Установках 700 КТЛ. Регенераторы отработанной щелочи. Система катализаторов и химических реагентов Установки 9900 ЗВП. Химреагентное хозяйство на Установке 900 КТЛ. Резервуарный парк нефти. Система закрытого дренажа. Очистные сооружения КТЛ и другие установки. Очистка резервуаров, емкостей, оборудования, насосов, трубопроводов (скребкование), канализационных колодцев и приямков от отложений, содержащих щелочи и различные химикаты.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
36	Этиленгликоль	07 01 99	Отходы, не указанные иначе	жидкое	HP14 экотоксичность	Этиленгликоль, вода, примеси	Использование этеленгликоля в качестве теплоносителя (в отопительных системах), в системе охлаждения производственных установок. Истечение срока годности. Утрата потребительских свойств	Передача сторонним организациям

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
37	Асбестосодержащие материалы	17 06 01*	Изоляционные материалы, содержащие асбест	обломки	HP7 канцерогенность	Изоляционные, строительные материалы, асбошифер	Строительство, ремонт, техническое обслуживание и демонтаж. Склады ТШО.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
Не опасные отходы								
38	Биошлам	19 08 99	Отходы, не указанные иначе	шлам	Не обладают опасными свойствами	Хозяйственно-бытовые стоки	Осаждение механических примесей, содержащихся в хозяйственно-бытовых сточных водах, методом отстаивания и выделения на ситах и решетках. Чистка приямков, отстойников и другого оборудования, использующегося в системе хозяйственно-бытового водоотведения.	Захоронение на полигоне ТБО / Передача сторонним организациям
39	Грунты, шламы, осадки, не загрязненные опасными веществами	20 02 02	Грунт и камни	Комки, куски, шлам	Не обладают опасными свойствами	Заносы не техногенного характера, возникающие в процессе паводков, ветрогонных явлений и пр.	Отход образуется в процессе технической очистки траншей, приямков, ливневых линий, площадок, участков и пр., не загрязненных опасными веществами	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
40	Загрязнённая сера	05 07 02	Отходы, содержащие серу	куски	Не обладают опасными свойствами	Сера, смет с площадок, осадок из дренажной системы, деревянная опалубка, грунт, щебень, песок, СИЗ, фильтры очистки жидкой серы, фильтры системы вентиляции и кондиционирования с установок извлечения и обработки серы, прочие материалы, которые могут загрязниться серой.	Налив жидкой серы на серные блоки, переплавка и фильтрация серы, зачистка резервуаров хранения серы, вагонов, полувагонов, крошение серы комовой, процесс грануляции, транспортировка ж/д вагонами, использование фильтров системы вентиляции и кондиционирования установок извлечения и обработки серы, техническое обслуживание оборудования, задействованного в процессах транспортировки, налива на серные карты, гранулирования и крошения серы.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
41	Коммунальные отходы	20 03 01	Смешанные коммунальные отходы	твердое	Не обладают опасными свойствами	Канцелярские изделия, бумага/картон, бумажная упаковка загрязненные или не пригодные для переработки, упаковки от бытовой химии, незагрязненные средства индивидуальной защиты, пластик, стекло/стеклотара, разовая посуда (биоразлагаемые), продукты питания, пластиковая/бумажная/текстильная упаковки, кожа, искусственная кожа, кожзаменитель и резина, текстильные материалы (постельное белье, матрасы, одежда и др.), смет с территорий и складских помещений, сломанная мебель с пластиковыми, текстильными, деревянными частями, скошенная трава, лампы накаливания, УФ лампы, кварцевые лампы, не содержащие ртуть, медицинские отходы класса А, а также отходы производства, близкие к коммунальным по составу и характеру образования, не подлежащие переработке и пр.	Жизнедеятельность персонала, деятельность офисов, износ мебели, белья и пр.	Захоронение на полигоне ТБО / Передача сторонним организациям
42	Металлолом	17 04 07	Смешанные металлы	твердое	Не обладают опасными свойствами	Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции, металлопрокат, сваи, инструменты, металлическая тара, бочки металлические и т.п.), оборудование из металла, металлические детали, металлическая упаковка, кабели многожильные, огарки сварочных электродов, цветной лом и т.п.	Износ металлических изделий, оборудования, деталей, конструкций и пр. Ремонтно-профилактические работ, строительные работы, металлообработка и др. процессы, приводящие к образованию металлических отходов.	Передача сторонним организациям
43	Отходы пластика	20 01 39	Пластмассы	твердое	Не обладают опасными свойствами	Пластиковая тара от технологического оборудования и химикатов, упаковочная пластиковая тара (бочки поддоны и другие изделия), пластиковые бутылки из-под воды, одноразовая пластиковая посуда, пластиковые изделия, тара после очистки и пропарки, пластиковые трубы и их обрезки, пластиковые протекторы, пластиковая упаковка, тара из-под бытовой химии.	Использование транспортировочной пластиковой упаковочной тары и технологического оборудования, использование одноразовой посуды и бутылок из-под воды. Утрата потребительских свойств пластиковых изделий.	Передача сторонним организациям
44	Отходы резинотехнических изделий	19 12 04	Пластмассы и резины	твердое	Не обладают опасными свойствами	Автомобильные шины (диагональные, радиальные, камерные, бескамерные), камеры, шланги, с металлическим кордом и тканевым кордом, резинотехнические изделия (резиновые камеры, технические шланги, лента конвейера, приводные ремни, напорные рукава, резиновый геотекстиль, резиновые подложки и подкладки под оборудование, рельсы и т.п.), средства индивидуальной защиты органов дыхания и рук (промышленные маски, полумаски, шлемы, респираторы, перчатки нитриловые и т.п.), очистные	Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительной и спецтехники на объектах ТШО, строительно-ремонтные операции, технологические и иные операции, ремонт шин, эксплуатация и обслуживание ленточных транспортеров, электросетей и т.п.	Передача сторонним организациям

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
						скребки для трубопроводов, лайнеры, формовые изделия (уплотнители трубопроводные и др., манжеты, амортизаторы, виброгасители, пластины, кольца, колпачки, профиль противоскользящий, уплотнительный, звукоизоляционный, шнуры и др.), жгуты, обрезки кабеля с резиновой изоляцией, неиспользованные медицинские резиновые изделия, утратившие срок годности, бытовые резиновые изделия (плащи, обувь, уплотнители рамные, противоскользящая проступь, поручни и т.п.) и другие резинотехнические изделия.	
45	Отходы сорбирующих и субстратных материалов	16 08 03	Отработанные катализаторы, содержащие переходные металлы или составляющие переходных металлов, не определенные иначе	твердое	Не обладают опасными свойствами	Катализаторы, молекулярные сита, керамические шарики и другие материалы, которые не контактировали с высокосернистыми и углеводородными средами или не использовались в производстве и по истечению срока перешли в отходы.	Очистка воды, хранение на складах, работа Установок отдела энергоресурсов; Установки 700 (КТЛ-1,2) – обезвоживание, фракционирование, осаждение жидких газов и сжатие газа, Установки 900 (КТЛ-1,2) - установка приготовления сжатого воздуха для КИП и технологических нужд, Закачка сырого газа (ЗСГ) и др. процессы, где сорбирующие и субстратные материалы не работают в высокосернистых и углеводородных средах.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
46	Песок-фильтр	19 08 02	Отходы от удаления песка	твердое	Не обладают опасными свойствами	Кварцевый песок или отсев, используемый в качестве фильтрующего элемента в процессах водоочистки и водоподготовки	Очищение питьевой и технической воды от механических примесей, удаление взвешенных и прочих загрязняющих веществ из хозяйственно-бытовых сточных вод. Образуется при технико-профилактическом обслуживание объектов компании таких, как Вахтовые поселки Тенгиз (Водоочистные сооружения) и Шанырак (ББО), КОС Шанырака, Новый КОС, ЗВП (котельная пара, ранее новая котельная, котельная воды, ранее старая котельная) объекты в г.Атырау и Северная база подрядчиков.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
47	Пищевые отходы	20 01 08	Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых	твердое	Не обладают опасными свойствами	Продукты питания.	Приготовление и потребление пищи в столовых всех производственных объектов. Истечение срока годности продуктов питания. Сортировка коммунальных отходов.	Передача сторонним организациям
48	Уголь активированный	19 09 04	Отработанный активированный уголь	твердое	Не обладают опасными свойствами	Активированный уголь, используемый в качестве сорбента и фильтрующего элемента в процессах водоочистки и водоподготовки. Угольные фильтры.	Очищение питьевой и технической воды от катионов жесткости, механических примесей, бактерий и т.д. Технико-профилактическое обслуживание объектов водоочистки и водоподготовки компании (Вахтовый посёлок Тенгиз, объекты в г.Атырау, Установки производства электроресурсов (№9100, №9400) Котельная, котельная пара, ранее новая котельная). Истечение срока годности (Склад ТШО).	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
49	Шлам от очистки оборудования	19 09 99	Отходы, не указанные иначе	шлам	Не обладают опасными свойствами	Техническая, очищенная вода	Очистка оборудования (емкостей, резервуаров хранения воды) систем водоподготовки и водоочистки на КТЛ-1 (уст. 400, 500), КТЛ-2 (уст. 400), КТЛ-2,2 (уст.500), ЗВП (уст. 400, 500, 800, 9100, 9400), ЗВП котельная пара (ранее новая котельная) и других аналогичных установках.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
50	Отходы бумаги и картона	20 01 01	Бумага и картон	твердое	Не обладают опасными свойствами	Картонная и бумажная упаковка от различного оборудования, строительных материалов и продуктов, офисная бумага.	Распаковка оборудования, строительных материалов, продуктов в офисе, жизнедеятельность персонала и т.п. Сортировка коммунальных отходов и отходов строительства.	Передача сторонним организациям
Зеркальные отходы								
Зеркальные отходы, обладающие опасными свойствами								
51	Загрязненный углеводородами и химикатами грунт	19 13 01*	Твердые отходы от рекультивации почв, содержащие опасные вещества	твердое	HP14 экотоксичность	Почва, грунт, песок, щебень и др. материалы. Нефть, нефтепродукты и др. углеводороды, химикаты.	Рекультивация техногенно нарушенных земель, в том числе исторических, непреднамеренное загрязнение почвы, грунта, песка, щебня и др. материалов нефтью, нефтепродуктами, другими углеводородами и химикатами	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям

№ п.п.	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов				Способы управления отходами
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Наименование технологического процесса или процесса, в котором образовались отходы	
52	Медицинские отходы	18 01 03*	Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения	твердое	HP9 инфекционные свойства	Медицинские инструменты (разовые инструменты, иголки, колбы, пипетки и др.). Перевязочный материал, повязки, белье, резиновые перчатки и др.	Оказание медицинских услуг персоналу и проведение медицинских манипуляций в клиниках и медпунктах предприятия.	Переработка на собственных мощностях
53	Осадок производственных сточных вод	19 08 13*	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	шлам	HP14 экотоксичность	Производственные сточные воды	Процессы очистки сточных вод и водоподготовки	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
54	Отходы лакокрасочных материалов	08 01 11*	Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества	смесевое	HP3 огнеопасность, HP14 экотоксичность	Лакокрасочные материалы (тара, бочки, банки, аэрозольные баллончики), содержащие остатки использованного лака, краски, растворителей, олифы, кисти, валики, СИЗ, используемые при покрасочных работах и пр.	Покрасочные работы на участках ремонтных работ и на объектах нового строительства Истечение срока годности ЛКМ	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
55	Просроченные медицинские препараты	18 01 06*	Химические вещества, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества	твердое	HP14 экотоксичность	Медицинские препараты, лекарственные средства, цитостатики, фармацевтическая продукция, лекарственные и диагностические препараты, медикаменты (кислота аскорбиновая и пр.)	Списание медикаментов с истекшим сроком годности в клиниках и медпунктах предприятия.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
56	Отходы электроники	20 01 36	Списанное электрическое и электронное оборудование, за исключением упомянутого в 20 01 21 и 20 01 35	неразобранное оборудование и устройства	HP14 экотоксичность	Офисная оргтехника, картриджи, сенсоры, персональные датчики, индивидуальные и портативные газоанализаторы, портативное, бытовое и иное крупное и мелкое производственное и бытовое электронное оборудование, лампы никель-кадмиевые, светодиодные, оборудование для обогрева и охлаждения.	Эксплуатация офисной техники, техники оздоровительных залов, картриджей, сенсоров, персональных датчиков, индивидуальных и портативных газоанализаторов, портативного оборудования. Освещение офисных и жилых помещений. Ремонтно-профилактические работы. Выход из строя, истечение срока эксплуатации бытового и промышленного оборудования.	Передача сторонним организациям
Зеркальные отходы, не обладающие опасными свойствами								
57	Бой стекла и стеклотары	17 02 02	Стекло	бой	Не обладают опасными свойствами	Стекло (окна), стеклотара, стеклянные изоляторы, стеклянная лабораторная посуда после мытья, армированное стекло, стекло автомобильное, остатки зеркал в составе мебели, оргстекло (пластик, акрил, плексиглас и т.д.)	Сортировка стекла и стеклотары из состава коммунальных отходов и отходов строительства и демонтажа, эксплуатация лабораторной посуды, выход из строя стеклянных изоляторов.	Передача сторонним организациям
58	Обезвреженные медицинские отходы	19 01 18	Отходы пиролиза, за исключением упомянутых в 19 01 17	твердое	Не обладают опасными свойствами	Медицинские отходы: отработанные медицинские инструменты (разовые инструменты, иголки, колбы, пипетки и др.), перевязочный материал, повязки, белье, резиновые перчатки и др.	Термическое обезвреживание медицинских отходов методом механической деструкции и термической стерилизации на установке "Ньюстер-10".	Захоронение на полигоне ТБО / Передача сторонним организациям
59	Отходы древесины	20 01 38	Дерево, за исключением упомянутого в 20 01 37	твердое	Не обладают опасными свойствами	Древесная упаковка, деревянная тара (ящики, катушки, паллеты), поддоны, трубные распорки, древесина, опилки, куски древесины и т.п.	Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные и эксплуатационные работы, доставка, распаковка оборудования и материалов, обработка древесины. Загрязнение древесины и изделий из древесины, приведшее их в негодность и исключающее возможность их переработки	Захоронение на полигоне ТБО / Переработка на собственных мощностях / Передача сторонним организациям
60	Отходы керамики	17 01 07	Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики, за исключением упомянутых в 17 01 06	твердое	Не обладают опасными свойствами	Изоляторы (из керамики и стеклокерамики) опор воздушных линий электропередач, шин распределительных устройств, электрических подстанций, токоведущих частей технологического оборудования, неиспользованные керамические шарики и керамические детали, изделия и материалы с истекшим сроком годности и др.	Прием, преобразование и распределение электрической энергии, истечение срока годности керамических шариков и др. керамических деталей, изделий, материалов, выход из строя изоляторов.	Захоронение на полигоне ПО / Передача сторонним организациям
61	Отходы строительства и демонтажа	17 09 04	Смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03	твердое	Не обладают опасными свойствами	Кирпичи различные, футеровка; асфальт и битум; материалы демонтажа; различные стеклянные изделия; керамические изделия (кафель, плитки облицовки); сэндвич панели; облицовочные материалы; песок; щебень; цемент; бетон и некондиционные ЖБИ; тепло/влаго/вибро изоляционные материалы; кабели и провода; металлические и пластиковые трубы; упаковка от оборудования; гипсокартон и прочие строительные материалы.	Строительные и ремонтные работы, планово-предупредительные работы, а также проведение мелких текущих ремонтных работ на объектах компании	Передача сторонним организациям

Таблица 4.10.2 Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов

№	Наименование отходов	Максимальное образование отходов, т/год								
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9
Опасные отходы										
1	Аминовый шлам	1026,29	1026,29	1026,29	1026,29	1026,29	1026,29	1026,29	1026,29	1026,29
2	Аминосодержащие растворы	6688,67	6688,67	6688,67	6688,67	6688,67	6688,67	6688,67	6688,67	6688,67
3	Водно-щелочной раствор после очистки углеводородов от сернистых соединений	38017,59	38017,59	38017,59	38017,59	38017,59	38017,59	38017,59	38017,59	38017,59
4	Жидкие отходы химических материалов	20802,54	20802,54	20802,54	20802,54	20802,54	20802,54	20802,54	20802,54	20802,54
5	Жиросодержащие отходы	2957,81	2957,81	2957,81	2957,81	2957,81	2957,81	2957,81	2957,81	2957,81
6	Загрязненные отходы керамики	722,55	722,55	722,55	722,55	722,55	722,55	722,55	722,55	722,55
7	Зольный остаток	5780,43	5780,43	5780,43	5780,43	5780,43	5780,43	5780,43	5780,43	5780,43
8	Металлолом некондиционный	4299,49	4299,49	4299,49	4299,49	4299,49	4299,49	4299,49	4299,49	4299,49
9	Несолевые отходы бурения на нефтяной основе	47418,43	47418,43	47418,43	87829,61	48355,26	50085,77	50085,77	87829,61	47418,43
10	Нефтесодержащий осадок	16537,82	16537,82	16537,82	16537,82	16537,82	16537,82	16537,82	16537,82	16537,82
11	Нефтешлам	80747,39	80747,39	80747,39	80747,39	80747,39	80747,39	80747,39	80747,39	80747,39
12	Отработанные аккумуляторы	564,71	564,71	564,71	564,71	564,71	564,71	564,71	564,71	564,71
13	Отработанные батарейки	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
14	Отработанные воздушные фильтры	804,70	804,70	804,70	804,70	804,70	804,70	804,70	804,70	804,70
15	Отработанные картриджные и мембранные фильтры	376,74	376,74	376,74	376,74	376,74	376,74	376,74	376,74	376,74
16	Отработанные масла	2478,15	2478,15	2478,15	2478,15	2478,15	2478,15	2478,15	2478,15	2478,15
17	Отработанные смеси, эмульсии масла/вода,	1065,62	1065,62	1065,62	1065,62	1065,62	1065,62	1065,62	1065,62	1065,62
18	Отходы битумной латексной эмульсии	476,85	476,85	476,85	476,85	476,85	476,85	476,85	476,85	476,85
19	Отходы бурения на водной основе	22778,36	22778,36	22778,36	41518,95	22844,14	23799,27	23799,27	41518,95	22778,36
20	Отходы металлопластиковых изделий	119,83	119,83	119,83	119,83	119,83	119,83	119,83	119,83	119,83
21	Отходы, содержащие фреоны	24,60	24,60	24,60	24,60	24,60	24,60	24,60	24,60	24,60
22	Песок с пескоструйной установки	7077,55	7077,55	7077,55	7077,55	7077,55	7077,55	7077,55	7077,55	7077,55
23	Промасленные отходы	2679,86	2679,86	2679,86	2679,86	2679,86	2679,86	2679,86	2679,86	2679,86
24	Ртутьсодержащие отходы	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05	26,05
25	Ртутьсодержащие раствор	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
26	Сернистые отходы	1445,11	1445,11	1445,11	1445,11	1445,11	1445,11	1445,11	1445,11	1445,11
27	Слив органических соединений	11,37	11,37	11,37	11,37	11,37	11,37	11,37	11,37	11,37

№	Наименование отходов	Максимальное образование отходов, т/год								
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9
28	Солевые отходы бурения на нефтяной основе	13913,97	13913,97	13913,97	24669,07	13659,68	13405,39	13405,39	24669,07	13913,97
29	Стабилизированный шлам (смесь со стабилизирующими материалами)	4411,15	4411,15	4411,15	4411,15	4411,15	4411,15	4411,15	4411,15	4411,15
30	Тара загрязнённая	1571,70	1571,70	1571,70	1571,70	1571,70	1571,70	1571,70	1571,70	1571,70
31	Твердые отходы химических материалов	1783,61	1783,61	1783,61	1783,61	1783,61	1783,61	1783,61	1783,61	1783,61
32	Твердый минеральный остаток	77604,57	77604,57	77604,57	121095,92	78184,73	79439,51	79439,51	121095,92	77604,57
33	Фиксажный раствор	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
34	Шлам с пруда испарителя серных карт	7295,99	7295,99	7295,99	7295,99	7295,99	7295,99	7295,99	7295,99	7295,99
35	Щелочесодержащий шлам	870,92	870,92	870,92	870,92	870,92	870,92	870,92	870,92	870,92
36	Этиленгликоль	3431,35	3431,35	3431,35	3431,35	3431,35	3431,35	3431,35	3431,35	3431,35
37	Асбестосодержащие материалы	282,94	282,94	282,94	282,94	282,94	282,94	282,94	282,94	282,94
	Итого опасных отходов:	***376110,05***	***376110,05***	***376110,05***	***489508,28***	***377438,54***	***381124,67***	***381124,67***	***489508,28***	***376110,05***
Не опасные отходы										
38	Биошлам	21477,11	21477,11	21477,11	21477,11	21477,11	21477,11	21477,11	21477,11	21477,11
39	Грунты, шламы, осадки, не загрязненные опасными веществами	10022,65	10022,65	10022,65	10022,65	10022,65	10022,65	10022,65	10022,65	10022,65
40	Загрязнённая сера	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13
41	Коммунальные отходы	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36
42	Металлолом	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90
43	Отходы пластика	5207,36	5207,36	5207,36	5207,36	5207,36	5207,36	5207,36	5207,36	5207,36
44	Отходы резинотехнических изделий	544,29	544,29	544,29	544,29	544,29	544,29	544,29	544,29	544,29
45	Отходы сорбирующих и субстратных материалов	4278,75	4278,75	4278,75	4278,75	4278,75	4278,75	4278,75	4278,75	4278,75
46	Песок-фильтр	669,19	669,19	669,19	669,19	669,19	669,19	669,19	669,19	669,19
47	Пищевые отходы	11454,46	11454,46	11454,46	11454,46	11454,46	11454,46	11454,46	11454,46	11454,46
48	Уголь активированный	2167,66	2167,66	2167,66	2167,66	2167,66	2167,66	2167,66	2167,66	2167,66
49	Шлам от чистки оборудования	344,56	344,56	344,56	344,56	344,56	344,56	344,56	344,56	344,56
50	Отходы бумаги и картона	7159,04	7159,04	7159,04	7159,04	7159,04	7159,04	7159,04	7159,04	7159,04
	Итого не опасных отходов:	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***	***351342,46***
Зеркальные										
51	Загрязненный углеводородами и химикатами грунт	201831,28	201831,28	201831,28	201831,28	201831,28	83091,13	83091,13	83091,13	83091,13
52	Медицинские отходы	988,53	988,53	988,53	988,53	988,53	149457,36	149457,36	149457,36	149457,36
53	Обезвреженные медицинские отходы	11,47	11,47	11,47	11,47	11,47	55468,90	55468,90	55468,90	55468,90

№	Наименование отходов	Максимальное образование отходов, т/год								
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 9
54	Осадок производственных сточных вод	965,33	965,33	965,33	965,33	965,33	965,33	965,33	965,33	965,33
55	Отходы лакокрасочных материалов	1431,81	1431,81	1431,81	1431,81	1431,81	1431,81	1431,81	1431,81	1431,81
56	Просроченные медицинские препараты	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07
57	Отходы электроники	429,54	429,54	429,54	429,54	429,54	429,54	429,54	429,54	429,54
58	Отходы древесины	17181,69	17181,69	17181,69	17181,69	17181,69	17181,69	17181,69	17181,69	17181,69
59	Отходы керамики	42,95	42,95	42,95	42,95	42,95	42,95	42,95	42,95	42,95
60	Бой стекла и стеклотары	1244,27	1244,27	1244,27	1244,27	1244,27	1244,27	1244,27	1244,27	1244,27
61	Отходы строительства и демонтажа	113601,99	113601,99	113601,99	113601,99	113601,99	113601,99	113601,99	113601,99	113601,99
	Итого зеркальных отходов:	***337748,95***	***337748,95***	***337748,95***	***337748,95***	***337748,95***	***422935,05***	***422935,05***	***422935,05***	***422935,05***
	ВСЕГО:	**1065201,47**	**1065201,47**	**1065201,47**	**1178599,69**	**1066529,95**	**1155402,18**	**1155402,18**	**1263785,80**	**1150387,57**

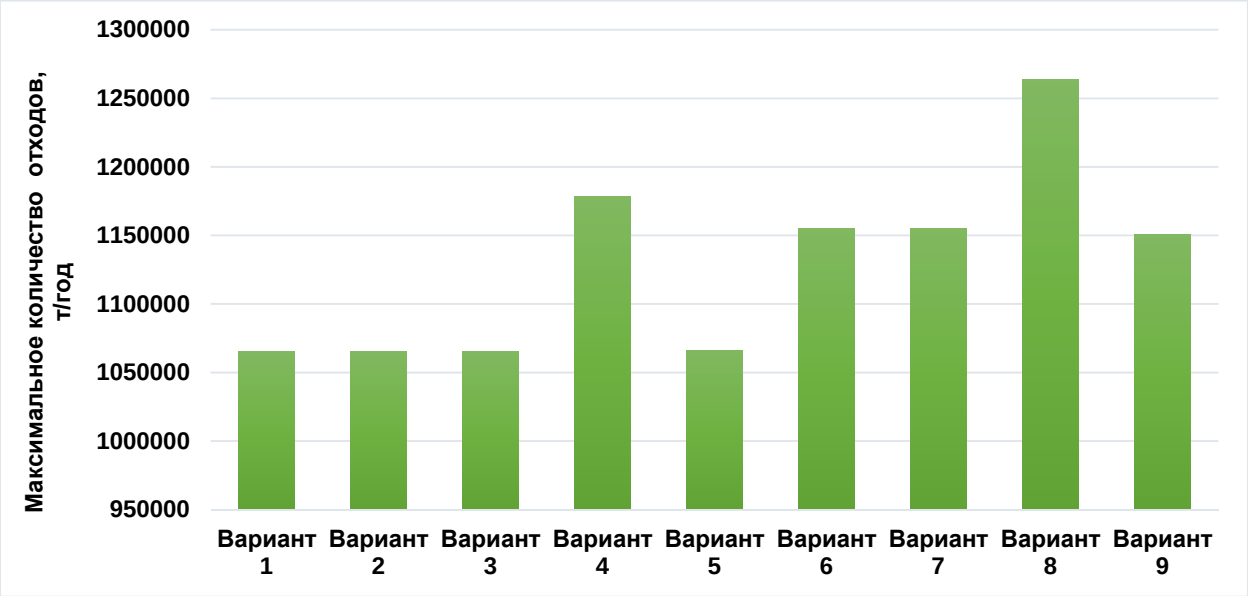


Рисунок 4.10.4. Сравнение вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов

Как видно из таблицы 4.10.2 и рисунка 4.10.4, из 9-ти проанализированных вариантов разработки месторождения, варианты 1, 2, 3 окажут наименьшее воздействие на окружающую среду, т.к. имеют наименьшие показатели образования отходов по сравнению с вариантами 4-9. С точки зрения максимального образования отходов в год варианты 1-3 идентичны между собой.

Для выбора рекомендуемого варианта ПРМ (из вариантов 1-3) дополнительно были рассмотрены суммарные показатели по образованию отходов бурения за весь многолетний период проведения буровых работ. Результаты приведены в таблице 4.10.3.

Таблица 4.10.3 Сравнение вариантов ПРМ 1-3 по образованию отходов бурения за весь многолетний период проведения буровых работ

№пп	Наименование показателей	Показатели		
		Вариант 1	**Вариант 2**	**Вариант 3**
1	Этап проведения буровых работ, годы	2023-2037	2023-2040	2023-2040
2	Прогнозное количество бурения скважин	130	157	160
3	Суммарное образование отходов, связанных с бурением, за весь период, т., в том числе:	**1386451,2**	**1767319,4**	**1786445,9**
	• *Отходов бурения на водной основе*	169181,4	221000,7	224127,7
	• *Несолевых отходов бурения на нефтяной основе*	353409,2	462024,2	468684,8
	• *Солевых отходов бурения на нефтяной основе*	98044,5	125987,7	127975,4
	• *Твердого минерального остатка (ТМО)*	765816,2	958306,7	965657,9

Сравнительный анализ, приведенный в таблице 4.10.3, позволяет считать **вариант 1** разработки месторождения **рекомендуемым**, т.к. при прочих равных условиях, суммарное количество отходов за весь многолетний период бурения по варианту 1 будет минимальным, следовательно, воздействие отходов при реализации варианта 1 будет минимальным.

В приложении 6 показана динамика образования отходов при разработке месторождения по 1 варианту на весь рентабельный период, с 2023 по 2066 годы.

4.10.4. Интегральная оценка воздействия отходов, образующихся при разработке месторождения Тенгиз, на окружающую среду

Интегральная оценка влияния отходов, образующихся при разработке месторождения Тенгиз, на окружающую среду проведена ***для рекомендуемого варианта 1***.

Интегральная оценка возможного воздействия отходов проведена на основе Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утвержденных приказов МООС в 2009 г.

Пространственный масштаб воздействия

На территории ТШО функционирует производственный объект Тенгиз Эко Центр (ТЭЦ), назначением которого является безопасное управление, хранение и утилизация твердых отходов, образуемых в ходе хозяйственной деятельности оператора месторождения и подрядных организаций, задействованных в проектах ТШО.

Мощности ТЭЦ позволяют перерабатывать или захоранивать существенную долю образуемых на предприятии отходов. Другая их часть передаётся сторонним организациям, специализирующимися на управлении отходами. ТШО ведет контроль за образованием отходов и проводит оценку применимости наиболее безопасного, экологически безвредного, чистого и экономичного метода управления, переработки и утилизации различных видов отходов.

ТЭЦ включает в себя: полигоны захоронения промышленных отходов (ППО) и отходов ТБО (ПТБО), площадки временного хранения отходов, установки по переработке, обеззараживанию, прессованию, дроблению отходов и пр.

Общая площадь ТЭЦ, включая полигоны, составляет 100 га (1 км^2). Полигон ТБО, находящийся на территории ТЭЦ, занимает площадь 16,6 га, полигон ПО, также находящийся на территории ТЭЦ, – 5,4 га.

При необходимости, в случае заполнения, полигоны могут быть расширены путем организации дополнительных обваловок или могут быть построены новые ячейки. На территории ТЭЦ имеется свободная площадь, за счет которой могут быть расширены полигоны. Также рассматривается вариант, что для расширения полигонов можно будет использовать примыкающий к ТЭЦ участок (внутри территории ТШО) площадью 1,34 га.

Оценка пространственного масштаба воздействия будет проведена на всю площадь ТЭЦ с учетом возможного расширения полигонов – 101,34 га (1,0134 км^2).

В соответствии с Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утвержденными приказом МООС РК (2009 г.) такой пространственный масштаб считается *ограниченным* (от 1 до 10 км^2).

Временной масштаб воздействия

На территории ТЭЦ имеются площадки временного накопления для некоторых видов отходов. Срок временного хранения отходов до их переработки или передачи сторонним организациям не превышает 6 месяцев.

На полигонах ПО и ТБО осуществляется захоронение некоторых видов отходов. В соответствии со ст. 325 ЭК РК, под захоронением понимается складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока, без намерения их изъятия.

Несмотря на то, что на ТЭЦ осуществляется не только захоронение отходов, но и переработка и накопление сроком не более 6-ти месяцев, временной масштаб воздействия будет проведен по наихудшему варианту, который в данном случае является *многолетним* масштабом воздействия (более 3-х лет).

Интенсивность воздействия

В районе расположения полигонов захоронения ПО и ТБО регулярно проводятся мониторинговые наблюдения за состоянием окружающей среды (атмосфера, подземные воды, почва). На основании мониторинговых наблюдений проводится оценка уровня загрязнения окружающей среды (ОУЗОС), которая является обязательной при обосновании лимитов захоронения отходов ПУО. ОУЗОС проводится на основании трехлетних наблюдений, предшествующих разработке ПУО. Так, при разработке ПУО для объектов ТШО на 2023-2024 гг. были проанализированы мониторинговые наблюдения в районе расположения полигонов за период 2020-2022 гг.

ОУЗОС показала, что захоронение отходов на полигоне ПО оказывает допустимую техногенную нагрузку, при которой сохраняется структура и функционирование экосистемы с незначительными (обратимыми) изменениями. В этом случае допускается захоронение отходов на полигоне. При установлении лимитов захоронения отходов на полигоне ПО применяется понижающий коэффициент. Захоронение отходов на полигоне ТБО оказывает опасную техногенную нагрузку, при которой еще сохраняется структура, но уже наблюдается нарушение функционирования экосистемы с возрастающим числом обратимых изменений. В этом случае допускается захоронение отходов на полигоне с учетом понижающего коэффициента.

Учитывая вышесказанное, интенсивность воздействия отходов на окружающую среду оценивается, как *умеренная*.

Интегральная оценка возможного воздействия отходов, образующихся при разработке месторождения Тенгиз, на окружающую среду, проведена на основе Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утвержденных приказов МООС в 2009 г., представлена в таблице 4.10.4.

Таблица 4.10.4 Интегральная оценка возможного воздействия отходов, образующихся при разработке месторождения Тенгиз, на окружающую среду

Вид воздействия	Описание воздействия	Категория воздействия	Балл
Пространственный масштаб	Площадь воздействия от 1 до 10 км^2	Ограниченный	2
Временной масштаб	Воздействие отмечается в период от 3 лет и более	Многолетний	4
Интенсивность воздействия	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению	Умеренная	3
Интегральная оценка			**12**
Значимость		**Средняя**	

Суммарная значимость воздействия отходов, образующихся в процессе разработки месторождения, на окружающую среду ***средняя*** (9-27 баллов). В этом случае интенсивность воздействия имеет широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

4.11. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТ СЕРЫ, РАЗМЕЩЕННОЙ В ОТКРЫТОМ ВИДЕ НА СЕРНЫХ КАРТАХ

Сера образуется в процессе очистки сырой нефти от сероводорода и является сопутствующим продуктом. В результате ее выделения из сырого газа и обработки становится товарным продуктом. Выделение серы из нефтегазового флюида является неизбежным процессом.

Выделение серосодержащих компонентов в виде элементарной серы осуществляется на действующих комплексных технологических линиях КТЛ-1, КТЛ 2 Тенгизского газоперерабатывающего завода и на объектах Завода второго поколения (ЗВП). Извлечение серы из сырого высокосернистого газа осуществляется по технологии Клауса (Установка 400) и Сульфрен (Установка 500).

Процесс Клауса - процесс окисления сероводорода с получением серы - протекает в две последовательные стадии: термическая и каталитическая. Общий принцип процесса заключается в следующем: часть сероводорода используется для образования окислителя путем сжигания на воздухе до SO_2, затем этот окислитель вступает в реакцию с оставшимся сероводородом с образованием элементарной серы. Компонентный состав кислого газа, поступающий с установки аминоочистки 300 и отработанный воздух от колонны дегазации серы установки 400, являющиеся сырьем для установки 400 идентичны кислым газам на КТЛ-1. Однако, различие состоит в том, что на КТЛ-2 сырьем для установки 400 (Клаус) также является кислый газ от установки 500 (Скот).

Тогда как на КТЛ-1 хвостовой газ после установки 500 (Сульфрен) направляется в печь термического дожига и далее рассеивается через дымовую трубу.

Процесс Сульфрен (установка очистки хвостовых газов) основан на известной реакции Клауса, в ходе которой содержащиеся в хвостовом газе компоненты (H_2S и SO_2) каталитически превращаются в элементарную серу и пар при низкой температуре. Сульфрен-процесс по существу представляют собой каталитическую ступень процесса Клауса, осуществляемую периодически при температуре ниже точки росы серы.

Общая проектная степень извлечения серы на обеих установках 400 и 500 составляет 99,95%.

Получаемая товарная продукция - сера техническая газовая - в зависимости от возможностей реализации на рынке, частично отправляется на грануляцию. Состав поступающей на грануляцию серы для производства соответствует техническим требованиям SUDIC (Канадского института серы) на продукт высшего качества приемлемого для экспорта на международные рынки. Перед началом грануляции ведется постоянный контроль сероводорода в жидкой сере, соответственно в готовой продукции он отсутствует.

Грануляция по технологии компании «Enersul Technologies» осуществляется на 5-ти грануляторах GX на установке 600 и на 3-х мобильных грануляторах, установленных на площадке демонтированного завода чешуйчатой серы.

Часть серы размещается на специальные карты для хранения в виде блоков. На территории ТШО имеется шесть серных карт, на которые можно осуществлять размещение серы: №№ 4, 5, 6, 7, 8, 9. В настоящее время под налив жидкой серы используются серные карты № 4 и № 9, на серной карте № 5 осуществляется размещение серы низкого качества. Серные карты №№ 6, 7 и 8 в настоящее время не используются для размещения серы, так как вместимость карт 4, 5 и 9 покрывает потребности компании.

В дальнейшем, после разработки серных блоков крошением, комовая сера отгружается потребителям в железнодорожные вагоны.

Общепринятым способом хранения товарной серы является открытое промышленное хранение в виде блоков на серных картах. Польша, Ирак, Мексика, Франция, Россия, США и Канада – вот далеко не полный список стран, где практикуется открытое хранение серы в промышленных объемах.

Мировой опыт эксплуатации подобных хранилищ показывает безопасность такого способа хранения серы в техническом и экологическом плане. Продолжительность хранения серы таким способом практически не ограничена.

В Канаде, которая обладает наибольшим в мире опытом хранения серы в блоках, в одном из таких блоков сера простояла 20 лет без потерь качества и без какого-либо вредного влияния на окружающую среду.

35-летний опыт работы Роздольского серного комбината (Львовская область Украины), который в 70-е годы хранил в блоках и отгружал потребителям 1,2 млн.т. серы в год показал надежность и безопасность открытого хранения серы.

В таблице 4.11.1 представлена информация о некоторых местах открытого хранения серы.

Таблица 4.11.1 Информация о некоторых местах открытого хранения серы

Открытое хранилище серы	Ближайшее поселение	Ближайший открытый природный водоем
ТШО, Казахстан	Косшагыл, в 65 км	река Эмба, в 65 км
Открытое хранилище серы в Ванкувере, Канада	200 м от границ площадки хранения серы	100 м, побережье Тихого океана
«Лак Тоталь Эксплорейшен энд Продакшн» Франция	700 м	река Нив, в 500 м
«Форт Мак Мюррей Синкруд», Канада	15 км	река Атабаска, в 7 км
«Астраханьгазпром», Россия	6 км	река Волга, в 6 км

Как видно из представленной информации, открытое хранение серы осуществляется даже на расстоянии менее 1 км от населенных пунктов и открытых водоемов, что свидетельствует о безопасности размещенной в виде блоков серы на население и окружающую среду.

4.11.1. Требования законодательства РК в части управления серой

В соответствии со ст. 38 (п. 2 пп. 5) ЭК РК, лимиты размещения серы в открытом виде на серных картах относятся к нормативам допустимого антропогенного воздействия на окружающую среду.

В статье 43 п. 3 ЭК РК уточняется, что лимиты размещения серы в открытом виде на серных картах устанавливаются для каждой специальной площадки (серной карты), оборудованной для открытого наземного хранения серы, в виде предельного количества (массы) серы, разрешенного (разрешенной) для налива и иного открытого размещения на такую серную карту.

Таким образом, лимит размещения для каждого календарного года формируется только в отношении того количества серы, который поступает на серную карту в течение календарного года, без учета количества серы, накопленной за предыдущие периоды. Срок хранения серы на серных картах не регламентируется. Объем серы, накапливаемой на серных картах, не подлежит экологическому нормированию и ограничивается только вместимостью серных карт.

В статье 43 п. 3 ЭК РК также уточняется, что хранение серы закрытым способом в цистернах, силосах, иных резервуарах и сооружениях (складах), исключающих ее воздействие на окружающую среду, не подлежит экологическому нормированию. В соответствии с гл. 1 п. 2 пп. 3 Правил обращения с серой технической газовой, утвержденных приказом МЭГПР РК от 22 июля 2021 года № 266, серными картами не являются открытые места складирования серы технической газовой (сооружения), рассматриваемые как часть технологического процесса получения, отгрузки конечной товарной продукции, предназначенной для отгрузки потребителям, включая открытые транзитные пункты накопления серы технической газовой, открытые склады хранения и производственные площадки. Таким образом, временное хранение товарной серы в местах складирования, в том числе и на открытых площадках, не подлежит экологическому нормированию.

В статье 43 п. 1 ЭК РК указывается, что лимиты размещения серы в открытом виде на серных картах устанавливаются в целях сокращения объемов накопления серы, образующейся при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов, и стимулирования ее вовлечения в хозяйственный оборот.

Во исполнение требований этой статьи ТШО запрашивает лимиты на размещение на серных картах не более 20% от всего объема производимой серы. Кроме того, ТШО стремится минимизировать объемы серы, находящейся на серных картах, за счет крошения отвержденной блочной серы и реализации ее Потребителям в комовом виде. Серные карты эксплуатируются крайне редко, только в случае вынужденного размещения серы при проведении инспекций и ремонтных работ оборудования или в условиях транспортных ограничений, когда в резервуарах хранения накапливается избыточный объем серы. Исторические данные свидетельствуют о том, что фактический объем накопленной серы составляет не более 10 % от вместимости серных карт.

Серные карты ТШО находятся на расстоянии 65 км от ближайшего населенного пункта Косшагыл и на таком же расстоянии от ближайшего открытого природного водоема – реки Эмба. Учитывая международный опыт в области открытого хранения серы и регулярные мониторинговые наблюдения, можно сказать, что серные карты ТШО не оказывают отрицательного влияния на население и компоненты окружающей среды за пределами санитарно-защитной зоны предприятия.

Нефтегазовый флюид Тенгизского месторождения отличается высоким содержанием сернистых соединений. Их суммарное содержание во флюиде может достигать порядка 14%. Применяемая в ТШО технология подготовки нефти и газа позволяет перевод сернистых соединений (сероводород, меркаптаны и др.) в химически инертную элементарную серу. Степень извлечения серы методами Клауса и Скотта составляет 99,6-99,9%. Содержание сероводорода в товарной сере не превышает 10 частей на миллион (10 ppm).

Далее будут более подробно рассмотрены условия, при которых осуществляется размещение серы на серные карты в штатном режиме и в условиях транспортных ограничений.

4.11.2. Объемы размещения серы в открытом виде на серных картах в штатном режиме

Все процессы и операции, которые могут привести к размещению серы на серных картах при работе в штатном режиме, можно условно разделить на 2 группы:

1. Запланированные остановы оборудования и дальнейшие инспекция, техническое обслуживание, ремонт оборудования и установок, вспомогательные работы, в результате которых сера наливается на серные карты. К таким работам относятся:
   - Инспекция, техническое обслуживание буферных емкостей серы, блоков охлаждения серы, резервуаров переплавки, грануляторов;
   - Планово-профилактические работы резервуаров хранения жидкой серы, грануляторов, системы конвейерной транспортировки.
2. Незапланированные остановы оборудования и последующие инспекция, техническое обслуживание оборудования и установок, вспомогательные работы, в результате которых сера наливается на серные карты. К таким работам относятся:
   - Ремонт оборудования на блоках охлаждения серы;
   - Ремонт оборудования на резервуарах переплавки, на буферных емкостях серы и пр.

Компания ТШО своевременно получала Разрешение на эмиссии /экологическое разрешение на воздействие. Исторический максимум разрешенных лимитов/нормативов размещения серы на серных картах за период 2017-2023 годы составил 800 тыс. тонн в год. За все время эксплуатации серных карт превышения разрешенных нормативов/лимитов размещения серы не отмечалось.

В штатном режиме работы большая часть (более 80%) произведенной серы направляется на установки грануляции и реализуется в виде гранулированной серы.

Компания ТШО не осуществляет рутинный налив серы на серные карты, стремясь минимизировать размещение и в целом накопление серы на серных картах. Налив серы на серные карты является неизбежным процессом при проведении некоторых работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования, технологически связанных с установками грануляции серы, погрузочным терминалом и пр. Проведение этих работ максимально оптимизировано, однако полностью исключить налив серы на серные карты невозможно.

4.11.3. Объемы размещения серы в открытом виде на серных картах в условиях транспортных ограничений

В предыдущем разделе была рассмотрена работа в штатном режиме. Кроме рассмотренных причин размещения серы на серных картах, к неизбежному наливу серы на серные карты может привести невозможность отгрузки товарной серы Потребителям по разным причинам (отсутствие вагонов, ремонтные работы на ЖД дорогах, транспортные ограничения на территории сопредельных государств и пр.).

В случае невозможности отгрузки товарной серы в первую очередь будут использоваться все складские мощности для временного хранения жидкой серы (4 танка) и для товарной гранулированной серы (склад открытого хранения, бункер-хранилище, площадка 4а). Это является вынужденной мерой с целью минимизации объема налива серы на серные карты.

Такое хранение не будет оказывать вредного воздействия на компоненты ОС. Жидкая сера будет временно храниться в специальных закрытых емкостях, предназначенных для этой цели, оснащенных системой снижения выбросов, и соблюдением норм пожарной безопасности.

Общий объем складских мощностей, которые могут использоваться для временного хранения товарной гранулированной и жидкой серы, приведены в таблице 4.11.2. В таблице приведена информация по максимальной и номинальной вместимости складских мощностей.

Временное хранение товарной серы в местах складирования, в том числе и на открытых площадках, не подлежит экологическому нормированию, т.е. лимиты размещения товарной серы для складских мощностей не устанавливаются. Хранение жидкой серы закрытым способом в закрытых резервуарах, исключающих ее воздействие на окружающую среду, также не подлежит экологическому нормированию (ЭК РК ст. 43 п. 3).

Таблица 4.11.2 Объем складских мощностей, которые могут использоваться для временного хранения товарной гранулированной и жидкой серы

Наименование площадки	Вид серы	Вместимость, т	
		Максимальная	Номинальная
Открытый склад гранулированной серы	твердая	100 000	70 000
Бункер - хранилище	твердая	550	550
Резервуары хранения жидкой серы 4 ед.	жидкая	13 941	13 941
Площадка 4а	твердая	67 000	25 000
Итого:		**181 491**	**109 491**

В соответствии с данными бизнес-плана компании ТШО на период 2023-2027 гг., максимальная добыча нефти и максимальное производство серы планируется в 2025 году (42 504 317 т нефти и 2 689 315 т серы в год).

Ожидаемый объем размещения серы на серных картах будет рассчитан на основе следующего:

- Объем производства серы будет принят 2 689 315 т/год по данным бизнес-плана на 2025 год;
- Причинами потенциального налива серы на серные карты являются транспортные ограничения, приводящие к невозможности отгрузки товарной серы Потребителям;
- Налив серы на серные карты, в условиях невозможности отгрузки товарной серы, будет неизбежен после заполнения всех резервных складских мощностей.

Расчет объема размещения серы на серных картах приведен в таблице 4.11.3.

Таблица 4.11.3 Расчет объема размещения серы на серных картах

Наименование показателей	Показатели
Общее производство серы, т/год	2 689 315
Общая максимальная мощность складских мощностей, т	181 491
Предполагаемый объем размещения серы на серные карты, т/год	**2 507 824**

На основании вышеизложенного, предполагаемый объем серы к размещению на серных картах в условиях транспортных ограничений составит 2,5 млн тонн в год.

Оценка потенциально возможного воздействия размещенной серы на окружающую среду будет проводиться с учетом максимального заполнения серных карт №№ 4, 5 и 9. Суммарная вместимость этих серных карт более, чем в полтора раза превышает предполагаемый объем размещения серы в 2025 году в случае нештатной ситуации.

4.11.4. Мероприятия, реализуемые ТШО для снижения воздействия на окружающую среду серы, размещаемой и накопленной в предыдущие периоды на серных картах

ТШО реализует серу в виде гранулированной и комовой. На товарные виды серы разработаны паспорта безопасности. Качество товарной серы соответствует СТ РК 3555-2020, СТ ТОО ТШО 01-2020 «Сера техническая газовая гранулированная» и СТ ТОО ТШО 02-2020 «Сера техническая газовая комовая».

В период отсутствия нормативных документов по требованиям к сере технической газовой, а также в соответствии с требованиями статьи 19 Закона Республики Казахстан от 5 октября 2018 года №183-VI «О стандартизации», ТОО «Тенгизшевройл» ввел в действие стандарты организации для применения в деятельности своих объектов, которые применялись в работе до принятия национального стандарта Республики Казахстан СТ РК 3555-2020.

Как отмечалось выше, образование серы на ТШО обусловлено необходимостью очистки нефти и газа месторождения Тенгиз от сероводорода и других сернистых компонентов, выполняемой согласно требований к производимым товарным нефтепродуктам. В связи с этим ТОО «Тенгизшевройл» уделяет пристальное внимание решению проблем утилизации и определению оптимальных рынков сбыта серы – продукта очистки нефти с месторождения Тенгиз. Однако, из-за цикличности сбыта серы на внутреннем и мировом рынке и транспортных ограничений на железнодорожных путях сера комовая временно хранится на серных картах ТШО. На Тенгизском нефтяном месторождении применяется технология хранения в виде больших твёрдых блоков на специальных открытых площадках (серные карты). Блок формируется послойной заливкой горячей расплавленной жидкой серы, которая остывает с образованием твёрдой (комовой) серы. Хранение больших объёмов серы в виде блоков – наиболее эффективное решение на сегодняшний день, подтверждённое международным опытом.

Принимая во внимание важность минимизации воздействия серы, размещенной в открытом виде на серных картах, на окружающую среду, ТШО реализует мероприятия, направленные на сокращение производства серы, сокращение количества размещаемой серы на серных картах и сокращения сроков ее хранения.

Основным мероприятием, направленным на сокращение производства серы, является закачка части высокосернистого сырого газа, выделенного на КТЛ и ЗВП, в пласт. С момента запуска ПБР, планируется закачка всего объема высокосернистого газа, который будет получен на ПБР, обратно в пласт для поддержания пластового давления. За счет этого будет достигнуто сокращение удельных объемов производства серы на тонну произведенных нефти и газа.

К мероприятиям, направленным на сокращение количества размещаемой серы на серных картах относятся стремление к увеличению доли реализации гранулированной серы по сравнению с комовой, оптимизация проведения ППР и КР оборудования и установок, приводящих к выходу серы на серные карты, с целью минимизации простоя оборудования и пр.

Производство гранулированной серы является наиболее предпочтительным с точки зрения воздействия на экологию.

Гранулы серы имеют форму шара, на их поверхности отсутствуют отверстия, поры и игольчатые кристаллы (Фото 4.11.1). Производимые гранулы не содержат влаги, газообразных веществ и, кроме того, имеют поверхность, предохраняющую от абсорбции влаги.

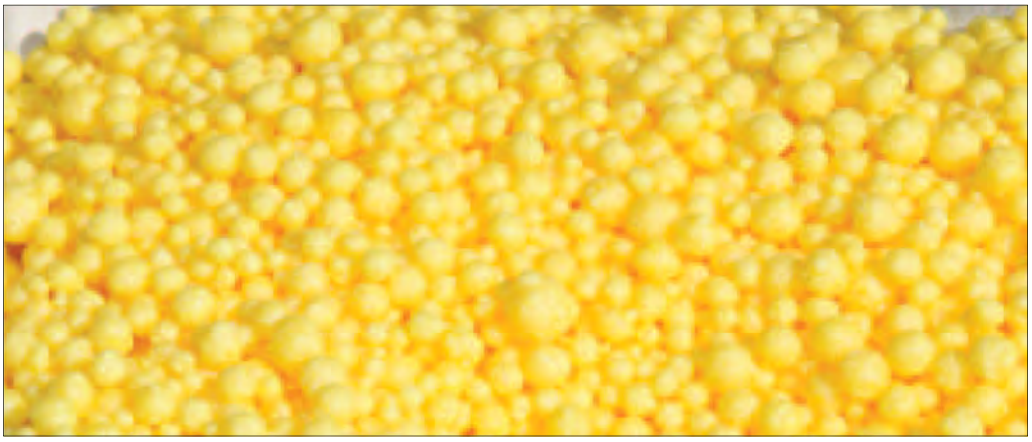


Фото 4.11.1. Гранулированная сера

При производстве гранул по технологии GX пыль не образуется, поскольку в процессе используется вибрационное сито, удаляющее и направляющее на рециркуляцию все мелкие частицы. Кроме того, при гранулировании образуются гранулы правильной сферической формы, устойчивые к разрушению при погрузке и транспортировке Таким образом, при хранении гранулированной серы ни серная пыль, ни аэрозоль не выделяются и не оказывают. Временное хранение гранулированной серы на открытых площадках также практически не оказывает воздействия на окружающую среду ввиду физических свойств гранулированной серы.

Это заключение подтверждается выводами независимого эксперта (2019 г.): гранулированная сера является товарной продукцией, не выделяющая эмиссии в окружающую среду при краткосрочном хранении ее на складе готовой продукции.

Дополняет комплекс мероприятий по снижению влияния серы на окружающую среду стремление компании не накапливать серу на серных картах в течение длительного периода.

Максимально быстрая реализация товарной серы Потребителям, исключающая накопление серы на серных картах и площадках складирования товарной серы, является приоритетом компании и относится к мероприятиям по сокращению сроков хранения серы на серных картах.

ТШО принимает все меры для поддержания этой стратегии, прилагает усилия, направленные на проработку альтернативных/оптимальных логистических маршрутов поставки готовой продукции конечным Потребителям с целью снижения зависимости от внешних обстоятельств в данном вопросе.

Так как полностью исключить налив серы на карты не представляется возможным, ТШО прилагает все усилия для снижения количества серы предполагаемой к размещению на серные карты.

4.11.5. Возможное влияние серы, накопленной в открытом виде на серных картах, на окружающую среду

Элементарная сера является химически инертным веществом, которая активно используется в медицине, промышленности и в быту.

Значение серы в биологических процессах очень велико и как биогенный элемент она необходима для живой материи. Сера входит в состав практически всех белковых молекул и ее содержание составляет 0,8-2,4%.

Она присутствует в различных витаминах, гликозидах, коферментах, имеется в растительных эфирных маслах. Сера, как и кислород относится к элементам с переменной валентностью, что обеспечивает ее подвижность. Сера в неорганических соединениях бывает в окисленной форме (сульфаты) и в восстановленной форме (сульфиды), а также в молекулярной форме. В природе сера, осуществляя окислительно-восстановительные превращения, претерпевает разнообразные химические и биологические изменения, переходя из неорганических соединений в органические и обратно.

Сера является циклическим элементом в системе суша — океан — атмосфера — суша, в которой она принимает участие в виде соединений, обладающих различным агрегатным состоянием. Путями поступления серы в атмосферу Земли могут быть естественными и антропогенными в результате хозяйственной деятельности человека. Главными естественными источниками являются океаны, вулканы, заболоченные земли и биомассы.

На территории Тенгизского месторождения когда-то было море, что повлияло на высокую засоленность почв этого региона, а также на повышенное содержание в почвах и грунтовых вод сернистых компонентов и сульфидоредуцирующих микроорганизмов. Сера, как химический элемент, имеет переменную валентность, и под влиянием микроорганизмов может переходить из одного соединения в другое, например, из сульфидов в сульфиты, затем в сульфаты и наоборот. Все это имеет естественную, не техногенную природу.

В 2006 - 2007 годах проводились масштабные научные исследования по оценке влияния существующих серных карт ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО) на окружающую среду и здоровье населения на территории, прилегающей к Тенгизскому нефтяному месторождению. К исследованиям привлекались следующие научные учреждения: ДГП «Институт химических наук им. А. Б. Бектурова» (ИХН), АО «Казахский Институт нефти и газа» (АО КИНГ), ЧО «Институт общественного здравоохранения», ДГП «Республиканский научно-исследовательский центр по проблемам безопасности в химической, нефтехимической, нефтегазоперерабатывающей, микробиологической, химико-фармацевтической и пищевой промышленности» МЧС РК (ДГП РНИЦ БХП) и ТОО РНПИЦ «Казэкология». Следует отметить, что исследования проводились в то время, когда на 8-ми серных картах ТШО было накоплено 8,93 млн. тонн серы.

Организация и координация работ по научным исследованиям, проводилась под руководством Координационного Совета, организованного решением Межведомственного Совета при Правительстве Республики Казахстан от 31.06.2006 г. Финансирование работ осуществляло ТОО «Тенгизшевройл».

Ранее компания ТШО проводила несколько научно-исследовательских работ (далее НИР), направленных на изучение влияния размещения серы на окружающую среду:

1. «Экогеохимическая оценка условий хранения комовой серы на открытых площадках Тенгизского месторождения и разработка предварительных рекомендаций по экологической организации способа её складирования», выполненная географическим факультетом МГУ им. М.В. Ломоносова в 2004 г.
2. «Оценка и прогноз санитарно- эпидемиологического состояния к проекту ОВОС обустройства Тенгизского месторождения на этап промышленной эксплуатации (2004 – 2032 гг.) с определением потенциальных рисков и факторов, формирующих здоровье персонала ТШО и населения прилегающих территорий Жылыойского района», выполненного Центром охраны здоровья и экопроектирования в 2004 г.

Результаты этих НИР также были учтены при составлении сводного отчета о влиянии размещенной серы на здоровье населения и компоненты ОС.

В сводном отчете о комплексе проведенных научных исследований сделаны следующие выводы:

- Сравнивая значения эмиссий в атмосферу по основным загрязняющим веществам от Установки 600 с общим выбросом от всех объектов ТШО, можно говорить о весьма незначительном вкладе выбросов от серных карт в общее загрязнение атмосферы на территории деятельности ТШО.
- Проведенными научно-практическими исследованиями ведущих институтов РК о воздействиях открытого хранения серы месторождения на окружающую среду показано отсутствие меркаптанов в сере Тенгиза и условия открытого хранения не приводят к образованию и эмиссии меркаптанов (тиолов) в окружающую среду. Не обнаружены такие химические элементы и их соединения: мышьяк, селен, ртуть, медь, марганец, что характерно для серы, получаемой методом Клауса.
- Серные карты ТШО практически не оказывают влияния на Каспийское море из-за удалённости и их расположения. Так как уклон поверхности рельефа и, соответственно, грунтовых вод в сторону моря незначителен, то наблюдается крайне незначительная величина подземного стока грунтовых вод, что подтверждено методом математического моделирования.
- Территория площадок открытого хранения серы расположена в геохимической провинции хлоридного и сульфатно-хлоридного засоления почв и грунтовых вод, характеризующейся очень высоким природным содержанием солей. Количество этих солей многократно превышает сульфаты, образовавшиеся при взаимодействии почв с поступившими с серных площадок серосодержащими веществами. Некоторое увеличение сульфатов не окажет негативного влияния на почвы. Таким образом, хранение серы в блоках оказывает локальное постоянное техногенное воздействие на почвы. Учитывая небольшое количество и состав поступивших химических загрязняющих веществ, геохимические особенности территории, устойчивость и буферность почв, интенсивность воздействия будет незначительным.
- Определенному воздействию подвержены все виды исследованной растительности в пределах зоны влияния площадки хранения серы, составляющей 1000 м, однако однозначно связывать это влияние с открытым хранением серы нельзя.
- Комплекс серных блоков не оказывает существенного негативного влияния на фаунистический состав, биотопическое распределение и численность животных. Потенциальной опасности для участков угодий, представляющих особую ценность для поддержания популяций, размножающихся и мигрирующих в данном районе видов животных, открытое хранение серы на Тенгизе не несет.
- Гигиеническое качество атмосферного воздуха, почвенного покрова в обследуемых населенных пунктах (Сарыкамыс, Аккизтогай, Кульсары) находится в пределах санитарно-допустимых значениях и не превышает установленные нормативы предельно-допустимые концентрации (ПДК) для населенных мест.
- Анализ особенностей причин диспансеризации, проведенный специалистами «Центра охраны здоровья и экопроектирования», выявил отсутствие существенных различий в ранговом распределении классов болезней у населения исследуемых населенных пунктов.

По результатам проведённой интегральной оценки специалистами РНПИЦ «Казэкология» сделан вывод: ***воздействие открытого хранения серы на окружающую среду оценено как «воздействие низкой значимости» и «незначительной» интенсивности.***

Результаты анализа воздействий позволяет специалистам РНПИЦ «Казэкология» сделать вывод, что эксплуатация склада серы не оказывает значимого негативного воздействия на

природную среду за пределами границы санитарно-защитной зоны и, поэтому, допустима по экологическим соображениям.

4.11.6. Интегральная оценка влияния серы, накопленной в открытом виде на серных картах, на окружающую среду

Интегральная оценка влияния серы идентична для всех вариантов ПРМ.

На территории ТШО имеется шесть серных карт, на которые можно осуществлять размещение серы: №№ 4, 5, 6, 7, 8, 9. В настоящее время под налив жидкой серы используются серные карты № 4 и № 9, на серной карте № 5 осуществляется размещение серы низкого качества. Серные карты №№ 6, 7 и 8 в настоящее время не используются для размещения серы, так как вместимость карт 4, 5 и 9 с запасом покрывает потребности компании.

Несмотря на то, что максимальное прогнозное количество производимой серы находится на уровне 2,5 млн. тонн в год (таблица 4.11.3), интегральная оценка возможного воздействия серы на окружающую среду проводится для худшего варианта, т.е. максимального воздействия на окружающую среду.

В данном разделе проводится оценка исходя из условия, что 3 карты (№№ 4, 5 и 9), которые ТШО в настоящее время использует для размещения серы, будут полностью заполнены серой. Суммарная максимальная вместимость данных карт составляет 4 млн. тонн серы. Оценка воздействия для намечаемой деятельности, связанной с продолжением промышленной разработки месторождения, проведена в отношении 4 млн.тонн серы, размещенной в пределах 3 серных карт: №№4, 5 и 9. Результаты интегральной оценки представлены в таблице 4.11.6.

Характеристика серных карт, которые могут использоваться для размещения серы, приведена в таблицах 4.11.4, 4.11.5. В таблице приведена информация по максимальной (проектной) площади, а также максимальной и номинальной (фактической) вместимости серных карт. Номинальная вместимость серных карт определена на дату составления настоящего Отчета с учетом технической возможности налива серы: фактической высоты башни, длины рукавов и пр. В случае производственной необходимости будет проведено дополнительное обследования технического состояния с целью подтверждения фактической возможности безопасного налива и достижения проектной вместимости серных карт, которые были утверждены в ранее разработанных проектных документах и в пределах показателей, представленных в таблице 4.11.5.

Интегральная оценка влияния серы, которая может накопиться в открытом виде на серных картах ТШО, проведена для максимальных (проектных) показателей площади и вместимости серных карт.

Пространственный масштаб воздействия

Таблица 4.11.4 Информация о площади серных карт

№ серной карты	Максимальная (проектная площадь серной карты, м^2)
4	26 070
5	26 070
9	142 017
Итого:	**194 157**

Общая площадь серных карт, которые могут использоваться для размещения серы, составляет менее 0,2 км^2. В соответствии с Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утвержденными

приказом МООС РК (2009 г.) такой пространственный масштаб считается *локальным* (менее 1 км^2).

Временной масштаб воздействия

Срок временного хранения (накопления) серы на серных картах не регламентируется экологическим законодательством. Опыт работы последних лет ТШО показывает, что сера на серных картах не хранится более года. Вместе с тем, хранение (накопление) серы на серных картах осуществляется не на постоянной основе. Предполагается дальнейшая разработка отвержденных серных блоков крошением. В связи с этим, наихудшим вариантом в данном случае является *многолетний* масштаб воздействия (более 3-х лет).

Интенсивность воздействия

Таблица 4.11.5 Информация о вместимости серных карт

№ серной карты	Вместимость серной карты, тыс. т	
	Максимальная (проектная)*	Номинальная (фактическая)
4	500	50
5	500	50
9	3 000	2 000
Итого:	**4 000**	**2 100**

***Примечание:** * - оценка воздействия на окружающую среду от накопленной в открытом виде серы на серных картах проведена от максимальной проектной вместимости серных карт, в объеме 4 млн.тонн серы.*

Как отмечалось в разделе 4.11.5, в 2006-2007 годах проводились масштабные научные исследования по оценке влияния существующих серных карт ТШО на окружающую среду и здоровье населения на территории, прилегающей к Тенгизскому нефтяному месторождению. К исследованиям привлекались ведущие научно-исследовательские организации в области экологии, химии, здравоохранения и санитарии, промышленной безопасности, технологии нефтедобычи. Комплексные исследования проводились в тот период, когда на 8-ми серных картах ТШО было накоплено 8,93 млн. тонн серы. По результатам проведённой интегральной оценки специалистами РНПИЦ «Казэкология» сделан вывод: воздействие открытого хранения серы на окружающую среду оценено как «воздействие низкой значимости» и «незначительной» интенсивности.

Учитывая тот факт, что в настоящее время количество серных карт, которые могут использоваться для размещения серы, сократилось и сократился объем накопления серы на серных картах, интенсивность воздействия серных карт будет *незначительной*.

Интегральная оценка возможного воздействия серы, временно хранящейся (накопленной) на серных картах, проведена на основе Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утвержденных приказов МООС в 2009 г., представлена в таблице 4.11.6.

Таблица 4.11.6 Интегральная оценка возможного воздействия серы, временно хранящейся (накопленной) на серных картах

Вид воздействия	Описание воздействия	Категория воздействия	Балл
Пространственный масштаб	Площадь воздействия до 1 км^2	Локальный	1
Временной масштаб	Воздействие отмечается в период от 3 лет и более	Многолетний	4
Интенсивность воздействия	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости	Незначительная	1
Интегральная оценка			**4**
Значимость		**Низкая**	

Суммарная значимость воздействия серы, накопленной в открытом виде на серных картах, на окружающую среду ***низкая*** (1-8 баллов). В этом случае 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.

4.12. КОМПЛЕКСНАЯ (ИНТЕГРАЛЬНАЯ) ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КОМПОНЕНТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В разделах 4.2 – 4.11 настоящего отчета о возможных воздействиях выявлены существенные виды воздействия проектируемой деятельности на компоненты окружающей среды. Для каждого компонента окружающей среды (атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, геологической среды, почв, растительности и животного мира и т.д.) выполнена оценка воздействия от 9 рентабельных вариантов разработки месторождения Тенгиз. Воздействие на все компоненты окружающей среды при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз будет оказано на Лицензионной территории добычи, в пределах СЗЗ и землеотвода месторождения Тенгиз, что не окажет значимого негативного воздействия на компоненты окружающей среды на близлежащих территориях.

Намечаемая деятельность, связанная с продолжением промышленной разработки месторождения Тенгиз, предполагает эксплуатацию существующих производственных и вспомогательных объектов ТШО. Строительство крупных производственных объектов на Тенгизе до момента перехода на вторичные методы добычи проектными решениями «Проекта разработки месторождения Тенгиз» *не предполагается*. Описание вариантов разработки представлено в разделе 3 настоящего Отчета.

При сравнении воздействия от всех рентабельных вариантов (1-9) разработки месторождения на компоненты окружающей среды, а также водопотребления-водоотведения, образования отходов и размещения серы на серных картах в результате реализации проектных решений можно сделать следующие основные выводы:

С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством и назначением скважин (добывающие и нагнетательные), а также уровнем годовых (проектных) оборотов нефти и газа. Как показал сравнительный анализ валовых выбросов загрязняющих веществ вариант 1 (рекомендуемый), а также со 2-го по 9-ый, предложенные в ПРМ имеют одинаковое максимальное воздействие – 182 703,8858 т/год, исключением является Вариант 4 при его реализации образуется на 0,08% выбросов больше - 182 841,291 т/год.

Воздействие на геологическую среду, поверхностные воды, растительность и животный мир от всех рентабельных вариантов разработки месторождения Тенгиз на всех этапах реализации проектных решений равнозначно.

Результаты расчетов по водопотреблению и водоотведению показывают, что максимальные объемы водопотребления, водоотведения и безвозвратного потребления на объектах месторождения Тенгиз по вариантам 1-3,5-7,9 имеют одинаковые значения по году максимальной добычи нефти, а по вариантам 4 и 8 имеют одинаковые значения по году максимальной добычи и закачки альб-сеноманской воды.

При реализации вариантов 4 и 8 с ППД ожидается извлечение значительных объемов альб-сеноманской воды, что увеличивает потребление свежей воды, дополнительно до 15537,7 тыс.м^3/год в сравнении с вариантами без ППД.

Также, при реализации вариантов 4 и 8 значительно возрастает объем извлекаемых вместе с флюидом пластовых вод. Так, при реализации вариантов без ППД максимальное ожидаемое извлечение пластовых вод составляет до 4800 м^3/сут, а при реализации вариантов с ППД максимальное ожидаемое извлечение пластовых вод составляет до 10000 м^3/сут. С учетом образуемых объемов производственных сточных вод, отправляемых на закачку, в объеме 6200 м^3/сут, при реализации вариантов без ППД на закачку предполагается отправлять до 11000 м^3/сут очищенных производственных и пластовых вод, а при реализации вариантов с ППД – до 16200 м^3/сут.

Таким образом, можно сделать вывод, что с точки зрения водопотребления свежей воды из природных источников, а также образуемых объемов сточных вод, отправляемых на закачку и по воздействию на подземные воды наиболее рациональными являются варианты без ППД, а именно 1-3, 5-7 и 9 варианты.

Из 9-ти проанализированных вариантов разработки месторождения с точки зрения образования отходов, варианты 1, 2, 3 окажут наименьшее воздействие на окружающую среду, т.к. имеют наименьшие показатели образования отходов по сравнению с вариантами 4-9. С точки зрения максимального образования отходов в год варианты 1-3 идентичны между собой. Сравнительный анализ, позволяет считать вариант 1 разработки месторождения рекомендуемым, т.к. при прочих равных условиях, суммарное количество отходов за весь многолетний период бурения по варианту 1 будет минимальным, следовательно, воздействие отходов при реализации варианта 1 будет минимальным.

Воздействие физических факторов и серы, временно хранящейся (накопленной) на серных картах в процессе проектируемых работ по всем вариантам разработки месторождения Тенгиз будет одинаковым.

В таблицу 4.12.1 помещены результаты предварительной оценки воздействия на компоненты окружающей среды для всех девяти рентабельных вариантов разработки месторождения Тенгиз.

Таблица 4.12.1 Итоговая оценка воздействия 9 рентабельных вариантов разработки месторождения Тенгиз

Оцениваемые параметры	Варианты разработки месторождения Тенгиз								
	Вар. 1	**Вар. 2**	**Вар. 3**	**Вар. 4**	**Вар. 5**	**Вар. 6**	**Вар. 7**	**Вар. 8**	**Вар. 9**
Атмосферный воздух	Вар. 1	Вар.2	Вар. 3		Вар. 5	Вар. 6	Вар.7	Вар. 8	Вар. 9
Геологическая среда	Воздействие от всех вариантов равнозначно								
Подземные воды	Вар. 1	Вар.2	Вар. 3		Вар. 5	Вар. 6	Вар.7		Вар. 9
Поверхностные воды	Воздействие от всех вариантов равнозначно								
Почвенный покров	Воздействие от всех вариантов равнозначно								
Растительный покров	Воздействие от всех вариантов равнозначно								
Животный мир	Воздействие от всех вариантов равнозначно								
Водопотребление-водоотведение	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3		Вар. 5	Вар.6	Вар.7		Вар. 9
Физические факторы	Воздействие от всех вариантов равнозначно								
Отходы	Вар. 1								
Размещение серы	Воздействие от всех вариантов равнозначно								

Примечание: *Зеленой заливкой отмечены варианты с лучшими показателями*

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности. Вариант 1 выбран в Отчете о возможных воздействиях, как наиболее рациональный, поскольку соответствует наилучшим технико-экономическим показателям, а также реализация варианта 1 в последствии при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз не вызовет серьезного ухудшения качества компонентов окружающей среды и здоровья человека, в сравнении с другими рассматриваемыми вариантами.

Для представления результатов оценки воздействия приняты **три** категории **значимости воздействия (см. раздел 4.1)**:

– ***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, при этом природная среда не теряет способности к самовосстановлению.

Интегральная оценка воздействия всех факторов на компоненты окружающей среды при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз отражена в таблице 4.12.2.

Таблица 4.12.2 Комплексная оценка воздействия Проекта разработки месторождения Тенгиз

Виды и источники воздействия	Значимость воздействия
Атмосферный воздух	
Выбросы загрязняющих веществ	*Высокая*
Геологическая среда	
Механические нарушения поверхностного слоя, связанные с земляными работами и бурением	*Низкая*
Физическое присутствие производственных объектов, трубопроводов, автодорог, скважин	*Средняя*
Подземные воды	
Нарушение поверхностного стока	*Низкая*
Изменение гидродинамического и гидрохимического режима подземных вод	*Средняя*
Поверхностные воды	
Загрязнение поверхностных вод выпадениями из атмосферного воздуха	*Средняя*
Изъятие пресной воды из р. Кигач	*Низкая*
Почвенный покров	
Использование земельных ресурсов	*Низкая*
Механические нарушения почвенного покрова (при ремонтах и бурении)	*Низкая*
Загрязнение почв выпадениями из атмосферного воздуха	*Средняя*
Растительный покров	
Использование земель	*Низкая*
Механические нарушения растительного покрова (при ремонтах и бурении)	*Низкая*
Загрязнение растительности выпадениями из атмосферного воздуха	*Средняя*
Животный мир	
Использование земель	*Средняя*
Физическое присутствие объектов	*Средняя*
Физические факторы воздействия	*Низкая*
Загрязнение атмосферного воздуха	*Средняя*
Физические факторы	
Шум	*Низкая*
Вибрации	*Низкая*
Электромагнитное излучение	*Низкая*
Освещение	*Низкая*
Отходы производства и потребления	
Образование и накопление отходов	*Средняя*
Размещение серы	
Временное хранение (накопление) на серных картах	*Низкая*

Как следует из таблицы 4.12.2, в период проведения проектируемых работ будут отмечаться негативные воздействия на окружающую среду от *низкого* до *высокого* уровня значимости. Воздействие *высокой значимости* определено только для одного компонента природной среды – *атмосферного воздуха* при дальнейшей разработке месторождения. Такой уровень воздействия определяется большими объемами выбросов ЗВ, площадью воздействия (площадь зоны воздействия (С>1 ПДК) по группе суммации «диоксид азота + диоксид серы» составляет более 100 км^2, т.е. региональный масштаб воздействия) и *многолетним* (более 3-х лет) периодом эксплуатации при полномасштабной разработке месторождения Тенгиз.

При этом масштаб оказываемого воздействия *не будет превышать размеры установленной санитарно-защитной зоны*.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Оператором объекта проводится постоянный контроль состояния воздуха в рабочей зоне, посредством расположенных внутри СЗЗ – станций наблюдения за окружающей средой, проведением инструментальных отборов проб отделами промышленной гигиены и экологии в рамках утверждённой Программа ПЭК.

Особенности местного климата способствуют рассеиванию загрязняющих веществ в атмосфере. В среднем за год преобладающим направляем ветра является восточное направление, таким образом большая часть выбросов будет рассеиваться в стороне от населённых пунктов. Отметим, что ближайшие населенные пункты находятся в более чем 55 км от границ СЗЗ.

Кроме того, по результатам оценки риска здоровью населения было установлено, что значения коэффициентов опасности канцерогенных и неканцерогенных веществ в выбросах в атмосферу от объектов ТШО, как при хроническом, так и при остром ингаляционном воздействии, не представляют реальной опасности для здоровья населения, проживающего в ближайших населенных пунктов к объектам ТШО, так как значения рисков по проведенным расчетам не доходили до нижнего уровня приемлемого риска (HQ<0,1) (см. Приложение 9 «Отчеты по оценке риска здоровью»). Воздействие на растительное и животное биоразнообразие по значимости оценивается как воздействие слабой и средней значимости в основном вследствие длительного временного масштаба такого воздействия. Основное воздействие приходится на территорию земельного отвода площадок и месторождения в целом. Воздействие на растительный покров и животный мир за границей СЗЗ оказано не будет. ТШО не осуществляет свою деятельность на Каспийском море, не использует воды моря, не сбрасывает стоки в море и не планирует этого делать при дальнейшей полномасштабной разработке по всем вариантам. Таким образом, влияние проекта разработки месторождения Тенгиз на Каспийское море минимально и ограничивается только косвенным воздействием через атмосферный перенос, влияние которого не превышает пределов естественной изменчивости.

На участках проведения планируемых работ памятников истории и культуры, внесённых в список объектов государственного значения не обнаружено. Особо охраняемые природные территории в пределах реализации проекта отсутствуют, воздействие на них не предполагается. Более подробно оценка воздействия на здоровье населения и персонала, памятники истории и культуры, ООПТ и другие социально-экономические условия представлена в следующем Разделе 5.

Говоря об интенсивности воздействия на компоненты окружающей среды от отдельных операций можно сделать вывод, что воздействие на все рассматриваемые компоненты окружающей среды будет в основном *незначительным* и *слабым*. Значимость воздействия

на компоненты окружающей среды определяется главным образом, *многолетним* периодом дальнейшей эксплуатации месторождения (более 3-х лет).

Реализация мероприятий по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных воздействий при реализации ПРМ, представленных в Разделе 7, позволит свести к минимуму все выявленные в Отчете воздействия.

Реализация намечаемой деятельности не окажет никакого негативного трансграничного воздействия на окружающую среду на территории другого государства в связи с отсутствием близлежащих границ других государств от территории месторождения.

РАЗДЕЛ 5. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

5.1. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Оценка воздействия на социально-экономическую среду проекта проводится согласно Методическим указаниям по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, утв. Приказом Министра ООС РК № 270-п от 29.10.2010 г.

При оценке воздействия на социальную сферу используются несколько другие критерии, чем при оценке воздействия на природную среду. Очевидно, что реализация любого проекта, не влекущего положительных воздействий в социальной сфере, бессмысленна, в связи с чем, необходима детальная оценка как отрицательных, так и положительных аспектов изменений. Разность между выгодами, получаемыми обществом при реализации проекта, и степенью негативного воздействия на природную среду при его воплощении, является мерой экологической целесообразности самого проекта.

Прогноз изменений социально-экономических условий жизни населения региона при реализации проектных решений объекта подразумевает изменение уровня жизни, как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий, который оценивается по множеству параметров, основными из которых являются здоровье населения, уровень образования, трудовая занятость, уровень науки и культуры, степень развития экономики, доходы населения и т. д.

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

В общем комплексе компонентов социально-экономической среды по характеру влияющих воздействий можно выделить три группы:

- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только отрицательное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет только положительное воздействие;
- компоненты, на которые намечаемая деятельность окажет как отрицательное, так и положительное воздействие.

Оценка возможных остаточных воздействий, независимо от их направленности (положительные или отрицательные), проводится по пространственным и временным параметрам, а также по их интенсивности.

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды во многих случаях крайне трудно найти способы получения величины изменений в количественном выражении. В связи с этим для оценки воздействия использовались приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов, которые определялись для каждого социально-экономического показателя согласно шкале градации, с масштабом от 0 до 5. В зависимости от направленности изменений (улучшение или ухудшение социально-экономической ситуации) балл имеет положительное или отрицательное значение.

Градации пространственных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 Градации пространственных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу

Градация пространственных воздействий	Критерий	Балл
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

Градации временных параметров воздействия на социально-экономическую сферу приведены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 Градации временных масштабов воздействия на социально-экономическую сферу

Градация временных воздействий	Критерий	Балл
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

Градации параметров интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу представлены в таблице 5.1.3.

Таблица 5.1.3 Градации масштабов интенсивности воздействия на социально-экономическую сферу

Градация интенсивности воздействий	Критерий	Балл
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 среднерайонного уровня	3
Значительное	Положительные и отрицательные отклонения в социально- экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня	4
Сильное	Положительные и отрицательные отклонения в социально - экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня	5

Интегральная оценка представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий), на конкретный компонент социально-экономической среды так, как это показано в таблице 5.1.4.

Таблица 5.1.4 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

Необходимо отметить, что использование баллов не нацелено на представление конкретной величины, связанной с воздействием. Система балльной оценки разработана с целью обеспечения инструментария для облегчения дифференциации воздействий по их ожидаемым последствиям. Впоследствии анализ воздействий может быть переведен с использованием вышеприведенного подхода на качественный уровень, позволяющий осуществлять сравнение широкого диапазона разнородных типов воздействия для разных проектов и производств и/или для оценки альтернативных вариантов размещения объектов.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые могут подвергаться тем или иным как положительным, так и отрицательным воздействиям при реализации проектных решений «Проекта разработки месторождения Тенгиз», представлены в таблице 5.1.5.

Таблица 5.1.5 Компоненты социально-экономической среды, потенциально подвергающиеся воздействию при реализации «Проекта разработки месторождения Тенгиз»

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономический рост и развитие территории
Доходы и уровень жизни населения	Внешнеэкономическая деятельность
Здоровье населения	Инвестиционная деятельность
Отношение с местным населением	
Образование и научно-техническая сфера	
Памятники истории и культуры	
Рекреационные ресурсы	
Особо охраняемые природные территории	

5.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНУЮ СРЕДУ

Ниже приводится характеристика и оценка воздействия по отдельным компонентам социальной среды.

Трудовая занятость

Трудовая занятость является наиболее ожидаемым населением социальным воздействием проекта. На получение работы рассчитывают не только жители территории, где планируется реализация намеченных работ, но и население других областей и Республики.

Трудовая занятость является основным фактором формирования доходов населения и, в целом, определяет уровень жизни.

Воздействие на трудовую занятость полномасштабной разработки месторождения Тенгиз будет как прямым – предоставление рабочих мест непосредственно на этапе эксплуатации объектов, так и косвенным – обеспечение работой специалистов в сопутствующих и обслуживающих областях.

Обслуживание производственных процессов требует наличия квалифицированных кадров, эффективных управленцев, имеющих соответствующий опыт работ.

Большое значение в решении проблем с безработицей будет иметь как создание новых рабочих мест непосредственно на предприятии, так и сохранение существующих рабочих мест, за счет обеспечения заказами местных предприятий, участвующих в реализации проекта.

К концу 2022 года казахстанцы занимали 94,8% всех должностей в основном производстве ТШО по сравнению с 50% в 1993 году.

По состоянию на май 2023 года количество компаний, напрямую работающих с ТШО, которые зарегистрированы на территории РК приблизительно составляет 460. Эти зарегистрированные компании в РК предоставляют товары, работы и услуги по таким категориям, как строительство, проектирование, капитальный ремонт, а также специализируются в других областях, включая производство и поставку товаров. Помимо этого, в компании ТШО, в базе данных платформы SEOI на текущий момент зарегистрировано более 4000 тысяч компаний.

На стадии реализации проекта потребуется персонал, который будет работать на производственных объектах, заниматься профилактическим осмотром и ремонтом. Персонал, занятый на этих работах, будет насчитывать несколько сотен человек.

Подрядные фирмы заняты не только в работах, направленных на добычу нефти. Известно, что одно рабочее место в нефтедобывающей промышленности создает несколько рабочих мест в сопутствующих сферах производств и обслуживающего сектора. Помимо прямой, непосредственной занятости при реализации рассматриваемого проекта, определенное количество местных трудовых ресурсов занято в деятельности по материально-техническому снабжению, а также в работах по транспортировке грузов и оборудования.

Положительные воздействия реализации проекта на трудовую занятость в пространственном масштабе оценивается как *национальное по масштабу (5 баллов)*, т.к. на этапе эксплуатации при разработке месторождения Тенгиз работают и будут работать специалисты из других областей РК.

Воздействия во временном масштабе, в связи с непрерывной занятостью более 5 лет, будут *продолжительными (5 баллов)*. При полномасштабной разработке месторождения Тенгиз воздействие в плане интенсивности будет *значительным (4 балла)*, вследствие повышения занятости отдельной части граждан.

Потенциальное отрицательное воздействие (риски) в части трудовой занятости при полномасштабной разработке месторождения, в целом, отсутствует.

Ожидается, что в сфере трудовой занятости для всех вариантов разработки уровень *положительного воздействия* при реализации проекта будет: *национальным (5), постоянным (5), значительным (4) –* ***высокое положительное воздействие (14 баллов).***

Доходы и уровень жизни населения

Полномасштабная разработка месторождения Тенгиз будет сопровождаться повышением личных доходов граждан, занятых в проекте, а также улучшением социально-бытовых условий персонала и активизацией сферы обслуживания.

Рост доходов окажет определенное воздействие на улучшение уровня жизни населения, появятся возможности покупки нового жилья или обновления имеющегося, доступ к более качественному образованию и здравоохранению, улучшению доступности, качества и ассортимента продуктов питания, других предметов быта.

Внедрение проектных решений окажет *положительное* воздействие на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ и прилегающих территориях.

Работы по реализации настоящего проекта окажут как прямое, так и косвенное положительное воздействие на уровень благосостояния населения, основным показателем которого является величина получаемых доходов.

В намечаемой деятельности будут задействованы казахстанские специалисты, обладающие определенной квалификацией для участия в работах по проекту. Повышение уровня жизни отдельных граждан из числа местного населения за счет увеличения доходов скажется на улучшении их жизни, что будет способствовать сокращению оттока местного населения из региона.

В этой связи следует ожидать косвенного положительного воздействия реализации проекта разработки месторождения на получаемые местным населением доходы. Местное население будет занято в сопутствующих сферах, снабжении энергетическими, продовольственными и прочими ресурсами, секторе транспорта, связи и в других сервисных отраслях.

При оценке воздействия планируемой деятельности на доходы населения предполагается, что косвенная занятость и доходы будут одинаковы по всем вариантам Технических решений.

Также в ТШО имеются программы и льготы для персонала, которые оказывают в настоящее время и окажут в дальнейшем положительное воздействие на уровень жизни работников ТШО и членов их семей.

Сотрудники, работающие вахтовым методом, имеют возможность воспользоваться услугами клиники, расположенной на территории Тенгиза и оборудованной современной медицинской техникой. В клинике проводятся предварительные медицинские осмотры при приеме на работу, профилактические осмотры, оказывается скорая медицинская помощь. Узкими специалистами клиники обслуживаются самостоятельно обращающие сотрудники.

Проект окажет *значительное по интенсивности (4) положительное воздействие* на доходы и уровень жизни населения на территории планируемых работ, вследствие повышения занятости отдельной части граждан. Пространственный масштаб такого воздействия *региональный (4)*, а временной масштаб – *постоянный (5*).

Потенциальное отрицательное воздействие в части получения доходов и снижения уровня жизни на этапе полномасштабной эксплуатации месторождения, в целом, отсутствует.

Общее воздействие проекта на доходы и уровень жизни населения для всех вариантов разработки будет ***высоким положительным (13 баллов).***

Здоровье населения

Исходя из анализа санитарно-гигиенической обстановки в регионе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются, в первую очередь, социальные условия.

Современное состояние здоровья населения в регионе определяют следующие факторы: уровень жизни, демографическая ситуация, состояние здравоохранения, уровень заболеваемости населения, санитарно-эпидемиологическая и эпидемиологическая обстановка в области.

В целом воздействие на здоровье населения при проведении процесса оценки воздействия любой намечаемой деятельности можно разделить на прямое, так и косвенное.

К прямому слабому положительному воздействию следует отнести некоторое повышение качества жизни персонала, занятого как непосредственно при разработке месторождения, так и при вспомогательных обслуживающих операциях. Рост доходов позволит повысить возможности работников, занятых в планируемых работах, по самостоятельному улучшению условий жизни, поднять инициативу и творческий потенциал. За счет роста доходов повысится их покупательная способность.

Косвенным слабым положительным воздействием является возможность покупать дорогие эффективные лекарства, получать необходимую платную медицинскую помощь как на местном, так и на региональном, республиканском уровнях.

ТШО обеспечивает в настоящее время медицинское страхование более 10 тыс. сотрудников и членов их семей. Страхование будет осуществляться и для новых работников, что позволяет этой части населения получать медицинскую помощь гарантированного объема по гарантированной оплате.

Сотрудники ТШО, работающие на проекте, также получат услуги медицинского страхования. Кроме того, компании, заключившие контракты по обслуживанию проектов с ТШО, обязаны заключать соглашения о медицинской поддержке с внешними поставщиками для всех своих сотрудников, чтобы можно было проводить лечение хронических и сложных заболеваний за пределами территории реализации проекта.

Косвенное положительное воздействие, окажут и социальные проекты, финансируемые ТШО, и направленные на поддержку здравоохранения в Атырауской области. В период 2021-22 гг. ТШО выделил более 6 миллионов долларов США для приобретения медицинского оборудования для медицинских организаций Атырауской области, включая приобретение медицинского оборудования для Жылыойской центральной районной больницы города Кульсары. Предполагается, что Программы социальных инвестиций в здравоохранение будут продолжены в процессе дальнейшей промышленной разработки рассматриваемого месторождения.

В 2020-2022 гг. компания ТШО принимала активное участии в реализации ряда программ и проектов в области здравоохранения, направленных на улучшение медицинского обслуживания населения, отдельных групп граждан с ограниченными возможностями, детей:

- Развитие здравоохранения Жылыойского района, как лидера в Атырауской области, путем создания инновационного, дифференцированного и ориентированного на пациента опыта – создание потенциала для улучшения услуг первичной медико-санитарной помощи, повышения квалификации медицинских работников, пропаганда здорового образа жизни и профилактики заболеваний среди населения;
- Осуществление мероприятий по профилактике туберкулеза (ТБ) среди детей и подростков в городе Атырау и Жылыойском районе Атырауской области – усиление мер по профилактике туберкулеза (ТБ) среди детей и подростков в городе Атырау и Жылыойском районе, обеспечение кадрового потенциала в рамках систем здравоохранения, дошкольного образования и образования для обеспечения всестороннего охвата детей и подростков профилактикой ТБ, повышение осведомленности о ТБ среди населения;
- Социальная деревня «Маленькая страна» – для детей с болезнями ЦНС проводились занятия по иппотерапии, инструктора были обучены у тренеров международного уровня;
- Усиление проекта «Мастерская «ҚОЛТАНБА» путем создания первого тренингового центра «ДОС» для людей с ограниченными возможностями – проект ориентирован на профориентацию людей с ограниченными возможностями, создание первого тренингового центра «ДОС»;
- Создание потенциала в Жылыойском районе и с. Боранкул для борьбы с инфекционными и неинфекционными заболеваниями в первичной медико-санитарной помощи и среди населения – в рамках проекта проконсультированы 869 пациентов в г. Кульсары (598) и с. Боранкул (271), включая детей, проведено 12 клинических семинаров для 50 врачей и медсестер Жылыойского района по детским заболеваниям, астме, показателям лодыжечно-плечевого индекса, гипертонии, хронической сердечной недостаточности, диабету, вакцинации от COVID-19, общей вакцинации, применению антикоагулянтов и антибиотиков;
- Эффективная реабилитация людей с ограниченными возможностями – мероприятия по улучшение качества жизни людей с ограниченными возможностями, адаптация их к инвалидной коляске в Атырауской области, мониторинг психологического состояния и повышение эффективности процесса их реабилитации;

– Здоровье и профилактика, включая решение проблемных вопросов, связанных с пандемией и ее последствиями – Улучшить доступность и качество местных медицинских услуг через повышение потенциала местных медицинских кадров в области неврологии, нейрохирургии, нейрореабилитации, повышение качества реабилитационных услуг, в том числе после перенесенной коронавирусной инфекции и пневмонии;
– Электронно-алфавитный тренажер по шрифту Брайля:
    - изготовление и передача в Атыраускую областную специальную школу-интернат 45 устройств «Самоучитель Брайля» для содействия в образовательном процессе при изучении английского, казахского и русского языков с помощью электронно-технического средства;
    - изготовление и передача в ОО «Казахское Общество Слепых» филиала Атырауской области, КГУ «Областная Универсальная Научная Библиотека имени Габдола Сланова Управления культуры, архивов и документации Атырауской области» 36 устройств «Самоучитель Брайля» для содействия в образовательном процессе при изучении английского, казахского и русского языков с помощью электронно-технического средства;
– Укрепление услуг первичной медико-санитарной помощи и доступа к ней в Жылыойском районе – приобретение и поставка в медучреждения региона и Жылойского района широкого спектра медицинского оборудования, компьютерной техники, мебели, масок, перчаток, антисептики, тонометры, СИЗ, униформа, реконструкция поликлиники Аккиизтогай, укрепление услуг первичной медико-санитарной помощи и доступа к ней в Жылыойском районе.

Исходя из вышесказанного, предполагается, что на здоровье населения от всех вариантов разработки будет оказано воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: пространственный масштаб – *местный (3 балла)*, временной – *постоянный (5)*, интенсивность воздействия *умеренная (3 балла)*. Общая оценка ***(11 баллов) – воздействие положительное высокое.***

Потенциальными локальными, кратковременными и слабыми источниками отрицательного воздействия на здоровье населения при реализации проекта могут быть:

– выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
– физические факторы (электромагнитное излучение, шум, вибрация);
– образование отходов и их утилизация.

Ближайшие населенные пункты располагаются вне зоны влияния выбросов, образующихся при эксплуатации проектируемых объектов. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, как показывают расчеты, не будут достигать $ПДК_{м.р}$ на территории жилой зоны и воздействовать на здоровье населения. Большая удаленность ближайших населенных пунктов от района размещения объектов ТШО обеспечивает отсутствие негативного воздействия физических факторов планируемых работ на жителей и выбросов в атмосферу на селитебные территории. Как показали расчеты для оценки риска от всех источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при эксплуатации объектов ТОО «Тенгизшевройл» в штатном режиме прогнозная ситуация в результате эксплуатации объектов ТШО и работой предприятия в штатном режиме при дальнейшей разработке месторождения Тенгиз в исследуемом регионе оценивается как благополучная (приемлемая) в плане рисков здоровью населения, проживающего относительно близко к производству.

Потенциальными источниками электромагнитного излучения могут служить работающие силовые установки, трансформаторные подстанции, преобразующие электроэнергию промышленной частоты, силовые шкафы управления, распределительные устройства, линии электропередач и т.д. Все эти источники будут соответствовать требованиям санитарных норм, поэтому не будут оказывать вредного воздействия на здоровье персонала. Воздушные линии электропередач, проведенные к наземным объектам, будут проходить по пустынной местности, где нет населенных пунктов, поэтому они не окажут никакого воздействия на здоровье населения.

Проектом будут предусмотрены меры по защите органов слуха для персонала, чтобы создаваемый на объектах шум не оказывал на него негативного воздействия.

Основными источниками вибрации при реализации планируемых работ являются двигатели и дизельные установки, газовые турбины, компрессоры, насосы и другое оборудование, автотранспорт. При дальнейших стадиях проектирования будет предусмотрено использование оборудования, обеспечивающего уровень вибрации в пределах нормативных требований. В связи с удаленным расположением объектов месторождения от поселков, население не будет подвергаться прямому и косвенному воздействию вибрации при эксплуатации объектов. Как показали расчеты и моделирование, уровни воздействия физических факторов (шума и вибраций, электромагнитного излучения, освещенности) на персонал, население ближайшей жилой застройки не превысят нормативных значений, установленных санитарными нормами и правилами Республики Казахстан.

Все виды отходов, которые будут образовываться при планируемой деятельности, будут собираться и транспортироваться в герметичных контейнерах. Сбор, транспортировка, утилизация и ликвидация отходов будет проводиться в соответствии с требованиями законодательства РК. Поэтому не ожидается, что будет оказано значительное негативное воздействия от этих источников воздействия.

Все отходы будут собираться и транспортироваться для передачи специализированным организация для дальнейшего обращения.

Выполнение природоохранных требований, касающихся сбора, транспортировки, утилизации отходов при реализации проектных решений позволят свести к минимуму негативное воздействие этих факторов на здоровье населения.

С учетом всех перечисленных выше факторов отрицательные воздействия на здоровье населения, связанные с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, физическими факторами, отходами производства для всех вариантов разработки месторождения, могут быть оценены как *точечный (-1),* средней продолжительности *(-2)* и слабое *(-2) по интенсивности*. Интегральная оценка ***(-5 баллов) – воздействие отрицательное среднее.***

Интегральное воздействие на здоровье население и персонала в результате с учетом положительных и отрицательных факторов для всех вариантов разработки классифицируется как ***среднее положительное (6 баллов).***

Отношение с местным населением

«Тенгизшевройл» как открытая и транспарентная компания ведет свой диалог с населением как на республиканских, так и на областных и региональных уровнях, широко используя местную прессу для информирования населения о ходе реализации своей деятельности. Так, с начала 2023 г. в местных газетах были напечатаны 6 статей, в которых рассказали о социальных программах, которые действуют в ТШО, а именно о добровольной социально-

инфраструктурной программе Игилик и Программе социальных инвестиций. Кроме того, на страницах газеты Кен Жылыой поделились планами по внедрению новой программы развития Жылыойского района и работами, которые будут проведены в скором времени, в соответствии с этой программой.

ТШО всегда тщательно работал и работает над выстраиванием продуктивных, партнерских отношений с местными сообществами, правительством, бизнесом.

ТШО регулярно проводил консультационные встречи в рамках проектов разработки месторождения с членами сообществ Атырауской и Мангистауской областей. Представители ТШО и технические специалисты проекта встречались с жителями г. Атырау и Жылыойского района (г. Кульсары, Жана Каратон, Косшагыл, Шокпартогай, Тургызба, Аккиизтогай, Майкумген), а также с жителями Мангистауской области (г. Актау, с. Баутино, Боранкул и Курык) и «резидентами» Вахтового поселка «Тенгиз». ТШО продолжит проводить ежегодные консультационные встречи в рамках проектов разработки месторождения с членами сообществ только Атырауской области в связи с завершением работ в Мангистауской области.

Целью таких консультационных встреч является предоставление общественности обновленной информации по статусу проекта и его прогрессу. Это хорошая платформа для общественности, для обсуждения любых вопросов по текущей деятельности ТШО. Консультационные встречи с представителями общественности будут проходить на протяжении всей реализации проекта. Во время этих встреч представители ТШО делятся не только информацией по статусу проекта, но также презентуют материалы, связанные с охраной окружающей среды.

ТШО также проводит ежеквартальные встречи Общественно-консультативного совета (ОКС) Жылыойского района. Членами ОКС являются представители государственных органов Жылыойского района, ТШО и представители местной общественности. Руководство ТШО проводит ежегодные встречи с представителями правительства и членами парламента в Астане, в ходе которых информируют о деятельности ТШО и получают обратную связь, а также организует ежегодные встречи с республиканскими СМИ.

ТШО учредил должность советника по связям с населением в Атырауской области. Советник по связям с населением регулярно посещает населенные пункты в Жылыойском районе. Для ТШО это возможность своевременно получать и реагировать на отзывы населения о деятельности проекта и основного производства.

На отношение с местным населением положительно влияют и будут влиять социальные программы, реализуемые компанией ТШО как на территории Жылыойского района, так и в г. Атырау. В число этих программ входят программа «Игилик» и «Программа социальных инвестиций», ежегодный бюджет которых составляет 25 млн. и 2,5 млн. долларов США соответственно.

С 1994 года «Тенгизшевройл» инвестировал около 2,7 млрд долларов в социальные проекты и программы в Атырауской области.

Через добровольную социально-инфраструктурную программу «Игилик», которая началась в 1999 году, ТШО реализовал около 100 проектов в Атырауской области. В рамках программы «Игилик» ежегодно в 2013-2022 годах направлялось 25 млн. долларов США на реализацию социально значимых проектов, таких как школы, детские сады, поликлиники, дома культуры, спортивные комплексы, газификация сел, реконструкция и строительство электрораспределительных сетей, систем водоочистки и водоводов.

ТШО успешно завершил реализацию крупного проекта (три года работ) по замене магистральной системы водоснабжения в г. Кульсары, строительство двух школ в г. Атырау и трёх детских садов в Атырауской области.

В г. Кульсары сданы 2 детских сада вместимостью до 290 детей, которые оборудованы всем необходимым для ухода и обучения малышей, Детский сад на 100 мест и физкультурно-оздоровительный комплекс в селе Майкомген Жылыойского района, детский сад на 280 мест в п. Доссор Макатского района, школа на 580 мест, а также из недавно завершенных проектов такие как, Реконструкция Центрального стадиона с бассейном в г. Кульсары.

В г. Атырау сданы общежитие колледжа энергетики и строительства на 100 мест в г. Атырау, два детских сада в п.Водниково и Ракуша, также в 2022 году два детских сада на 160 мест в микрорайоне Жулдыз и Коктем.

В 2019 году была запущена Программа Корпоративной социальной ответственности ТОО «Тенгизшевройл». В рамках данной программы ТШО полностью финансирует для безработных жителей Атырауской области обучение профессионально-техническим специальностям, проживание, 3-х разовое питание и полное обеспечение СИЗ.

Цель Программы Корпоративной социальной ответственности заключается в повышении квалификации безработных, неквалифицированных или обладающих минимальной квалификацией местных жителей области по рабочим специальностям. За период 2019-2022 гг. организовано обучение по 7 фазам и обучено 1857 безработных жителей области.

ТШО финансирует и другие программы, направленные конкретно на обучение населения. Ниже приведены примеры таких программ, реализованных в Атырауской области в 2020-2022 гг.:

- Программа развития социального предпринимательства «Жаркыра», направленная на содействие инновационным социальным инициативам, направленным на обеспечение устойчивых предпринимательских решений социальных, экономических и экологических проблем сообществ Атырауской области, популяризацию социального предпринимательства, организацию образовательной поддержки участников программы;
- Общественные пространства в Жылыойском районе и с. Боранкул, цель проекта – повышение потенциала местных сообществ для улучшения качества жизни в Жылыойском районе Атырауской области, повысить сознание местного населения для участия в проектах по улучшению качества жизни своими силами. В 2022 году проект получил награду AmCham в номинации «Награда за общественную работу – 2022» (малые компании/ НПО), за поддержку местных сообществ в развитии более 150 общественных пространств собственными силами;
- Общественные пространства в г. Атырау – повышение потенциала местных сообществ для улучшения качества жизни в г. Атырау путем обустройства общественных пространств (детские площадки, спортивные площадки, места досуга и т.д.);
- Программа развития сообщества «Ынтымак», направленная на повышение социального капитала местного сообщества для устойчивого экономического развития, реализацию образовательных, социальных, экологических и благотворительных проектов, поддержку уязвимых слоев населения;
- Школа НПО «Алғыр» для повышения качества организационного потенциала и институциональное развитие НПО Атырауской области и НПО-партнеров ТШО, создание благоприятной среды для развития сектора гражданского общества.

ТШО временно внедрил Программы социальных инвестиций в Мангистауской области т.к. деятельность ТШО касалась и этой области (Курык, Актау, Баутино и др.) во время реализации Проекта будущего расширения-Проекта управления устьевым давлением. Задачи программы социальных инвестиций в Мангистауской области включали поддержку экономического развития; повышение доступности и качества образования и обучения; повышение уровня здоровья местных жителей; и положительный вклад в решение вопросов охраны окружающей среды.

Положительные воздействия. Как показывает материал выше приведенного в данном разделе текста, инвестиционные и социальные проекты, выполняемые ТШО многообразны и многочисленны. Они являются благоприятными компенсационными мерами (меры по смягчению воздействия), позволяющими снизить негативные факторы, связанные с отношением местных жителей к размещению новых объектов и расширению производства на Тенгизском месторождении.

Положительные воздействия, которые одновременно являются мерами по смягчению воздействия, на рассматриваемые компоненты в настоящее время уже существуют и будут продолжены при реализации проекта разработки месторождения в будущем.

В пространственном масштабе положительные воздействия, связанные с реализацией социальных и инвестиционных проектов ТШО в основном будут проявляться в Атырауской области, т.е. на *региональном (4 балла)* уровне. Воздействие во временном масштабе, учитывая деятельность по реализации проекта более 5 лет, будет *постоянным (5 баллов)*. Воздействие по интенсивности (учитывая выше приведенную информацию по социальным и инвестиционным проектам, осуществляемым ТШО в Атырауской области) ожидается – *значительное (4 балла), суммарная оценка 13 баллов (высокое положительное).*

Незначительные ***негативные воздействия*** могут быть связаны с взаимодействием работников из других регионов Казахстана и местным населением. Предусмотренный вахтовый метод работы с проживанием персонала в вахтовых поселках ТШО при реализации проекта, направлен на то, что вахтовым работникам не придется тесно взаимодействовать с коренным населением.

Таким образом, снижается воздействие на местную социальную сферу и миграционные процессы, не будут сильно обостряться конфликты в населенных пунктах между местным населением и приезжими работниками и не должно привести к какому-либо значимому воздействию (незначительное воздействие).

Несмотря на смягчающие меры, выражающиеся через многочисленные социальные и инвестиционные программы, проводимые в Атырауской области и Жылыоском районе, в частности, останется некоторая *конкуренция приезжих* и местного населения за рабочие места.

Рассмотренные выше негативные воздействия в основном будут проявляться на *местном* уровне (на уровне административных районов).

В целом, остаточное негативное воздействие, будет носить характер *местного* (*-3 балла*), *средней продолжительности (-2 балла)*, а интенсивность его – *незначительная (-1 балл)*, *суммарная оценка – низкое отрицательное (-6 баллов).*

Интегральное воздействие на отношения с местным населением в результате с учетом положительных и отрицательных факторов для всех вариантов разработки классифицируется как ***среднее положительное (7 баллов).***

Образование и научно-техническая сфера

При реализации проекта возрастет потребность в привлечении высококвалифицированного персонала. Наличие спроса в квалифицированном персонале стимулирует развитие образования, науки и технологий в нефтегазовой сфере, применение научно-прикладных разработок и научных исследований в региональных и областных научных центрах.

Определенное положительное воздействие реализации проекта будет оказано на развитие научно-технического потенциала Республики Казахстан. В настоящее время ряд проектных организаций Казахстана участвует в разработке технической и экологической документации.

За последние пять лет компания вложила в **обучающие программы** для работников ТШО более 29 миллионов долларов. Начиная с 2010 года, за счет средств ТШО 239 работников получили и получают высшее или послевузовское образование.

Одна из стратегий компании – «Инвестировать в человеческие ресурсы для развития и поддержки высококвалифицированных сотрудников, которые обеспечивают достижение результатов должным образом». Компания предлагает всем работникам множество возможностей развития профессиональных и лидерских навыков. Все программы обучения и развития основаны на практических нуждах компании. Среди них курсы по технике безопасности для всех работников ТШО и подрядчиков, которые проводятся в соответствии с трудовым законодательством РК и внутренними требованиями ТШО.

Впервые на базе средней общеобразовательной школы №8 города Кульсары в рамках проекта «Zhylyoy STEAM Mekeni» при финансовой поддержке компании «Тенгизшевройл» состоялось официальное открытие Steam-лаборатории. Steam-лаборатория – это не только место проведения практических занятий, но и научное пространство, позволяющее реализовывать современные проекты, развивать командную работу и креативность, научное и инженерное мышление.

Повышение уровня **владения английским языком** остаётся одним из основных приоритетов профессионального развития работников компании. Языковые курсы являются важным инструментом устранения барьеров, способствуют эффективной коммуникации и ведению бизнеса, как на местном, так и на международном уровне.

В ТШО успешно действует программа «Horizons» – это программа развития технических компетенций молодых специалистов и повышения их квалификации не только посредством аудиторных занятий, но и за счёт рабочих назначений и наставничества.

ТШО также уделяет огромное внимание наставничеству для удовлетворения наших потребностей в высококвалифицированных работниках и реализации планов расширения производства, а также эксплуатации существующих производственных объектов на высочайшем уровне. **Процесс наставничества, как инструмент передачи знаний**, является ключевым для деятельности и организационных возможностей компании в удовлетворении текущих и будущих потребностей бизнеса. В связи с этим, ТШО внедрило и использует «Программу наставничества» для эффективного поддержания процесса передачи знаний в организации.

Непрерывные программы обучения и развития существуют для поддержки продвижения всех работников на должности с более высоким уровнем ответственности и включают курсы по развитию технических и не технических навыков, управлению деятельностью, компьютерные и языковые курсы и т.д. ТШО постоянно расширяет линейку обучающих программ и совершенствует их содержание для обеспечения возможностей индивидуального роста работников и достижения бизнес целей компании.

Для местного населения ТШО осуществило следующие проекты, направленные на повышения профессиональных навыков и квалификации:

- Проект «Жалын» – формирование гражданских и личностных ценностей молодежи Казахстана и процессы развития – образовательная программа, состоящая из 41 компонента, которая включает в себя 6 разделов: работа личными компетенциями, решение проблем и конфликтов, элементы успеха на работе, финансовая грамотность, навыки профессионального роста, реализация социального проекта;
- Профориентация – Выбирай и Управляй Будущим – обучение школьников социальным и управленческим навыкам - лидерству, правильной постановке целей и процессу выбора, эмоциональной грамотности и рефлексии, навыкам работы с информацией, скорочтению и тайм-менеджменту;
- «Қазақша сайра!» – обучение, популяризация и пропаганда государственного языка для лиц, не владеющих или слабо владеющих казахским языком;
- Обучение предпринимателей по улучшению ведения бизнеса в период пандемии, а также обучение безработных стартап - предпринимательству;
- Создание Центра профессионально-технической подготовки (г. Атырау) для повышения квалификации работников, занятых на строительстве проекта Закачки сырого газа и Завода второго поколения. Учебные дисциплины включали в себя основные рабочие специальности нефтегазовой и других отраслей промышленности;
- Открытие образовательного центра на базе Общественного фонда «БолашакК» для подготовки и переподготовки кадров по медицинской реабилитации (кинезиотерапии, лечебной физкультуре, массажу, кинестетикс), педагогической и социальной коррекции (дефектологии, эрготерапии, логопедии, психологии с проведением курсов по повышению квалификации и переподготовки кадров по медицинской реабилитации;
- Открытие Монтессори-центра – специальная подготовка и образование (бесплатное образование, адаптация к социальной жизни, предоставление новых возможностей для саморазвития, коррекция) для 200 детей с особыми потребностями;
- Организация курсов повышения образовательного и профессионального уровня местного населения, через которые прошли свыше 5000 работников;
- Организация постоянных тренингов для инженерно-технического персонала;
- Поддержка учреждений образовательной сферы г. Атырау и Жылыойского района (строительство и оснащение);
- Реализация программ по изучению казахского и английского языков;
- Обучение населения навыкам работы с современными средствами коммуникаций (компьютерная грамотность);
- Внедрение волонтерского движения, для помощи уязвимым слоям населения.

Независимо от варианта реализации проекта интенсивность воздействия на образование будет одинаковой и составит следующие величины: *пространственный масштаб – региональный (4 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – умеренная (3 балла). Интегральная оценка (12 баллов).*

На сферу образования отрицательного воздействия не ожидается, ***интегральная оценка – (0 баллов).***

Рекреационные ресурсы

В зоне потенциального воздействия работ при реализации проекта полномасштабной разработки Тенгизского месторождения отсутствуют рекреационные ресурсы.

Таким образом, воздействие проекта на рекреационные ресурсы *не ожидается*.

Памятники истории и культуры

На участках проведения планируемых работ памятников истории и культуры, внесённых в список объектов государственного значения не обнаружено.

Таким образом, воздействие на памятники истории и культуры будет *исключено* при реализации проекта разработки месторождения Тенгиз.

Особо охраняемые природные территории

Особо охраняемые природные территории в пределах реализации проекта отсутствуют, воздействие на них *не предполагается*.

5.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Экономический рост и развитие территории

Реализация рассматриваемого проекта повлияет на экономическое развитие не только Жылыойского района и Атырауской области, но и Республики в целом.

Наиболее значительными и полезными воздействиями будут:

- создание новых рабочих мест;
- прямой и непрямой рост доходов населения;
- дальнейшее развитие нефтегазоперерабатывающего сектора;
- развитие республиканского промышленного сектора;
- развитие и поддержка наземной транспортной инфраструктуры;
- развитие промышленной сервисной и социально-бытовой инфраструктуры;
- рост налогооблагаемой базы;
- передача научно-технических компетенций казахстанским кадрам и подрядчикам;
- увеличение поступлений в государственный бюджет;
- инвестиционная активность в регионе.

Рост добычи нефти в Западном Казахстане Правительством РК рассматривается как приоритетное направление развития нефтяного комплекса страны, которое позволит обеспечить получение необходимых средств для подъема экономики и уровня жизни населения Республики. Именно этому и будет способствовать данный проект.

Новая технологическая схема добычи нефти и газа позволит оптимизировать утилизацию попутного газа и оставить производство товарной серы на прежнем уровне. В соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании» и согласно Плану по казахстанскому содержанию при реализации проекта будет обязательно использовано оборудование, материалы и готовая продукция, произведенные в Республике Казахстан (при условии их соответствия техническим регламентам), а также будет обеспечено привлечение казахстанских организаций для выполнения не менее 32% товаров, работ и услуг от их общего объема (Меморандум о взаимопонимании между ТШО и правительством РК, 2013).

Реализация проекта приведет к развитию смежных отраслей экономической деятельности не только в Жылыойском районе и Атырауской области, но и в других регионах Республики Казахстан. В список других областей деятельности входят: транспорт, инфраструктура, бытовое обслуживание, научно-техническая поддержка и др.

За период с 1993 года ТШО направило более 176 миллиардов долларов США в виде прямых финансовых платежей Республике Казахстан, в том числе более 43,6 миллиарда – на оплату

местных товаров и услуг. Только по итогам прошлого, 2022 года, прямые финансовые выплаты «Тенгизшевройл» Казахстану составили 14,5 миллиарда долларов США – этот показатель стал рекордным.

Объемы прямых поступлений в экономику Казахстана за последние 10 лет приведены на рис. 5.3.1.



Рисунок 5.3.1. Объем фактических выплат ТШО 2013-2022 гг.

С 1993 по 2022 гг. ТШО приобрел товары и услуги казахстанских поставщиков на сумму свыше 30 млрд. долларов.

Таким образом, ТШО осуществляет и планирует в будущем значительные закупки товаров и услуг казахстанских поставщиков, что приведёт к развитию малого и среднего бизнеса и увеличению доходов населения, как региона, так и Республики в целом.

Проведение работ по реализации проекта потребует дополнительных инвестиций в экономическую деятельность на территории Атырауской области.

Несмотря на сложившуюся ситуацию на рынке нефти, ТШО не собирается сокращать запланированные расходы на покупку казахстанских работ и товаров, по-прежнему предполагая затратить на эти цели в рамках выполнения проекта значительные средства.

Продолжающиеся инвестиции ТШО приведут к развитию, и, соответственно, к увеличению инвестиций и в другие области экономики (транспорт, инфраструктура, обслуживание и др.) Такое увеличение объемов инвестиций может затронуть не только Жылыойский район и Атыраускую область, но и другие регионы РК. Продлится такой эффект на всем этапе реализации проекта.

Компанией ТШО осуществляются также инвестиции в социальную сферу региона, в том числе:

- Оказание поддержки бизнесу и местному сообществу с соблюдением этики и социальной ответственности бизнеса;
- Развитие человеческого, социального и организационного потенциалов и обеспечение устойчивого развития экономики региона и условий жизни для местного населения независимо от ТШО.

Главные направления программ социальных инвестиций:

- Повышение экономического потенциала граждан или организаций на благо общества и на пользу ТШО;
- Обучение, тренинги и поддержка социально-экономического развития региона;
- Экологическая грамотность и поддержка природоохранных инициатив;
- Основные человеческие нужды, в частности, решение проблем водоснабжения.

Предполагается, что на экономический рост и развитие территории, независимо от вариантов разработки, будет оказано воздействие, которое будет характеризоваться следующими величинами категорий: пространственный масштаб – *национальный (5 баллов)*, временной – *постоянный (5)*, интенсивность воздействия *значительная (4 балла)*. Общая оценка *(14 баллов) – воздействие положительное высокое*.

На экономический рост и развитие территории *отрицательного* воздействия от реализации проекта не ожидается, ***интегральная оценка – (0 баллов).***

Внешнеэкономическая деятельность

Расширение торгово-экономического сотрудничества с зарубежными странами, постоянное наращивание конкурентоспособности казахстанской продукции на международном рынке способствуют утверждению Республики в качестве равноправного участника международных экономических отношений. Активная деятельность по освоению углеводородных ресурсов Западного Казахстана, предусматривающая экспорт сырья и продуктов его переработки, играет существенную роль в развитии внешнеэкономических связей страны.

Результатом реализации рассматриваемого проекта явится увеличение объемов добычи и переработки нефти, что приведет к увеличению объемов экспорта казахстанского сырья на мировой рынок.

Проект разработки месторождения Тенгиз – это глобальный проект. Выполнение заказов ТШО для этого проекта также будет способствовать расширению экономического сотрудничества с зарубежными странами.

Итоговый уровень воздействия на внешнеэкономическую деятельность будет по масштабу *региональным (+4 баллов)*, по продолжительности *постоянным (+5 баллов)* и *значительным (+4 балла)* по интенсивности.

Проект будет иметь высокое положительное воздействие в экономике РК и с точки зрения внешнеэкономической деятельности.

Инвестиционная деятельность

Приток инвестиций и налоговых поступлений будет способствовать развитию как социальной, так и экономической сфер в регионе.

В целом, намечаемая деятельность положительно повлияет на степень развития региона, его привлекательность для инвестиций. Это будет способствовать увеличению поступлений денежных средств в областные бюджеты, развитию системы пенсионного, социального обеспечения, образования, здравоохранения.

На инвестиционную деятельность, вне зависимости от варианта реализации проекта, воздействие от реализации проектных решений будет следующее: *пространственный масштаб – местный (3 балла), временной – постоянный (5 баллов), интенсивность воздействия – умеренная (3 балла). Интегральная оценка (11 баллов).*

На инвестиционную деятельность *отрицательного* воздействия не ожидается, ***интегральная оценка – (0 баллов).***

В целом интегральная оценка воздействия на инвестиционную деятельность составит ***11 баллов и оценивается как положительное высокого уровня.***

Интегральная оценка воздействия на социально–экономическую среду

Проект разработки месторождения Тенгиз будет оказывать на социально–экономическую среду региона как положительное, так и отрицательное воздействие. Остаточное отрицательное воздействие, оставшееся после учета мер по смягчению отрицательных воздействий, будет отсутствовать.

Большая удаленность ближайших населенных пунктов от района размещения объектов ТШО снижает вероятность воздействия на здоровье жителей селитебных территорий до минимального уровня. Риск для здоровья персонала не превышает *нижнего предела приемлемого уровня*. Поэтому отрицательного воздействия на здоровье населения не прогнозируется.

ТШО является крупнейшим инвестором и клиентом казахстанских поставщиков товаров услуг, оказывая влияние на многие социально-экономические показатели Республики Казахстан. На такие показатели как трудовая занятость, доходы и уровень жизни населения, образование и научно-техническая сфера, экономический рост и развитие территории, внешнеэкономическую деятельность Республики и инвестиционную деятельность ожидается положительное воздействие высокого уровня.

Воздействие на здоровье населения, отношение с местным населением прогнозируется среднее положительное.

Результаты оценки воздействия на социально-экономическую сферу для всех вариантов разработки будут одинаковыми и приведены в матрице и интегральной оценке в таблицах 5.3.1 и 5.3.2.

Таблица 5.3.1 Матрица результатов оценки воздействий на социально-экономическую сферу

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
1	2	3	4	5	6
Положительное	Трудовая занятость	Национальный (5)	Постоянный (5)	Значительное (4)	14
	Доходы и уровень жизни населения	Региональный (4)	Постоянный (5)	Значительная (4)	13
	Здоровье населения	Местный (3)	Постоянный (5)	Умеренная (3)	11
	Отношение с местным населением	Региональный (4)	Постоянный (5)	Значительная (4)	13
	Образование и научно-техническая сфера	Региональный (4)	Постоянный (5)	Умеренная (3)	12
	Рекреационные ресурсы	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Памятники истории и культуры	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Особо охраняемые природные территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Экономический рост и развитие территории	Национальный (5)	Постоянный (5)	Значительная (4)	14

Отрицательное или положительное воздействие	Компонент среды	Категории воздействия, балл			Интегр. оценка, балл
		Пространств. масштаб	Временной масштаб	Интенсивн. воздействия	
1	2	3	4	5	6
	Внешнеэкономическая деятельность	Региональный (4)	Постоянный (5)	Значительная (4)	13
	Инвестиционная деятельность	Местный (3)	Постоянный (5)	Умеренная (3)	11
Отрицательное	Трудовая занятость	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Доходы и уровень жизни населения	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Здоровье населения	Точечный (-1)	Средний (-2)	Слабая (-1)	-5
	Отношение с местным населением	Местный (-3)	Средний (-2)	Слабая (-1)	-6
	Образование и научно-техническая сфера	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Рекреационные ресурсы	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Памятники истории и культуры	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Особо охраняемые природные территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Экономический рост и развитие территории	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Внешнеэкономическая деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0
	Инвестиционная деятельность	Нулевой (0)	Нулевой (0)	Нулевая (0)	0

Таблица 5.3.2 Интегральная оценка воздействия на социально-экономическую сферу

Компонент среды	Воздействие, балл		Итоговый балл	Интегральное воздействие
	Положительное	Отрицательное		
Трудовая занятость	14	0	14	Положительное высокого уровня
Доходы и уровень жизни населения	13	0	13	Положительное высокого уровня
Здоровье населения	11	5	6	Положительное среднего уровня
Отношение с местным населением	13	6	7	Положительное среднего уровня
Образование и научно-техническая сфера	12	0	12	Положительное высокого уровня
Рекреационные ресурсы	0	0	0	Воздействие отсутствует
Памятники истории и культуры	0	0	0	Воздействие отсутствует
Особо охраняемые природные территории	0	0	0	Воздействие отсутствует
Экономический рост и развитие территории	14	0	14	Положительное высокого уровня
Внешнеэкономическая деятельность	13	0	13	Положительное высокого уровня
Инвестиционная деятельность	11	0	11	Положительное высокого уровня

РАЗДЕЛ 6. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1. ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ

Процессы добычи, подготовки и транспортировки продукции нефтяных скважин, а также переработки добываемых флюидов и закачки высокосернистого газа в продуктивные пласты, являются потенциально опасными процессами. Эти процессы связаны с высокой взрывопожароопасностью сырья и продукции, жестким технологическим режимом добычи и переработки сырья, с высокими температурами и давлениями, высокой токсичностью содержащихся в нефти и газе сероводорода (в кислом газе на закачку содержание сероводорода до 17%, а в нефтегазовой смеси – до 15 %), меркаптанов (до 0,04 моль. %) и других химически опасных веществ.

На объектах ТШО при его разработке возможны аварии, связанные с разгерметизацией и выбросом горючих жидкостей и воспламеняющихся газов, сопровождающиеся загрязнением территории, взрывами и пожарами. Основными поражающими факторами в случае аварий являются ударная волна взрыва, тепловое излучение, открытое пламя и токсическое воздействие.

В технологическом оборудовании и любом оборудовании для хранения нестабилизированных углеводородов поддерживается положительное избыточное давление с целью предотвращения притока воздуха, который может создать легковоспламеняющуюся среду. Следовательно, образование топливовоздушных смесей внутри оборудования и вероятность внутренних взрывных явлений невелики.

При контролируемых внештатных ситуациях газы выводятся на факел через закрытую факельную систему. При неконтролируемой аварийной разгерметизации оборудования (собственно аварии) высокие параметры по температуре и давлению способствуют активному выбросу опасных веществ из данного оборудования и/или образованию парогазовых облаков.

Причины возникновения аварийных ситуаций на газонефтеперерабатывающем промышленном объекте можно условно объединить в следующие взаимосвязанные группы:

- отказы (неполадки) оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Ниже рассматриваются возможные причины, которые могут привести к возникновению аварии на данном производстве, а также кратко анализируются возможные последствия.

Отказы (неполадки) оборудования

К основным причинам, связанным с отказами оборудования, относятся:

- заводские дефекты оборудования, брак строительно-монтажных работ;
- опасности, связанные с типовыми процессами (насосное и емкостное оборудование, трубопроводные системы и пр.);
- физический износ, коррозия, механические повреждения, температурные деформации оборудования или трубопроводов;
- отказ КИПиА и автоматических средств противоаварийной защиты, вследствие образования взрывоопасных смесей внутри аппаратов, а также при прекращении подачи электроэнергии и воздуха для КИПиА.

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы установок, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Нарушение технологического режима или аварийная остановка насосов может привести к нарушениям гидравлического и теплового и массообменного режима системы и разрушению оборудования.

Отдельные элементы конструкции насосов обладают низким уровнем надежности (особенно торцевые уплотнения), что является источником утечек горючих жидкостей и газов и может привести к локальным взрывам и пожарам, которые, при их развитии, могут быть источниками цепного вовлечения в аварию оборудования с большими объемами опасных веществ.

Емкостное оборудование является источником повышенной опасности из-за значительных объемов жидкостей, содержащих горючие газы, дегазирующихся при разгерметизации, газов и паров. Причинами могут быть:

- ошибки при проектировании и изготовлении;
- коррозия металла;
- температурные напряжения, возникающие при сварке во время монтажных или ремонтных работах (горячие трещины) и дефектов формы и размеров;
- нарушение режимов эксплуатации (переполнение, нарушение скорости наполнения и опорожнения, превышение давления в резервуарах выше допустимого, образование недопустимого вакуума внутри резервуара);
- ошибки при проведении чистки, ремонта и демонтажа (механические повреждения, дефекты сварочно-монтажных работ);
- дефекты оснований резервуаров (неравномерная осадка ведет к образованию чрезмерных разрывающих и растягивающих усилий от давления жидкости);
- охрупчивание металла из-за понижения температуры окружающего воздуха.

Кроме этого необходимо отметить, что при опорожнении емкостного оборудования возможны подсос воздуха через дыхательные клапана, образование взрывоопасных смесей, взрыв и разрушение емкости.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за большого количества сварных и фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов веществ, перемещаемых по ним, в том числе жидкостей, содержащих горючие и токсичные газы.

Причинами разгерметизации могут быть:

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, вызывают поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрывы трубопроводов;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- кавитация;
- вибрация;
- превышения давления и т.п.

Установки производства пара

Значительную опасность для жизни обслуживающего персонала представляет авария (взрыв) парового котла.

Наиболее распространенными причинами аварий котлов являются: взрыв топлива, понижение уровня воды, недостатки водоподготовки, загрязнение котловой воды, нарушение технологии продувки, несоблюдение регламента разогрева, механическое повреждение труб, сверхнормативное форсирование, хранение в неподходящих условиях, понижение давления до вакуума, превышение допустимого давления из-за неисправности предохранительных клапанов, отложений на них накипи и прилипания к седлам, навешивания на рычажный клапан добавочного груза, заклинивания рычагов давление. То же самое наблюдается при работе котлов со снятыми предохранительными клапанами из-за загрязнения отверстия в ниппеле или трехходовом кране.

Кроме того, взрывы возможны из-за дефектов в металле, сварочных и заклепочных швах; изменений структуры металла стенок во время эксплуатации (изменение температуры, химическое воздействие воды и пара); нарушения прочности металла при неправильной технологии изготовления котла.

В случае механического разрыва стенок котла нарушается внутреннее равновесие в котле и происходит внезапное падение давления до атмосферного. Перегретая вода целиком превращается в пар. При этом образуется огромное количество пара (из 1 м^3 воды 1700 м^3 пара при нормальном давлении), что приводит к разрушению котла, помещения котельной или цеха, в котором установлен котел. Следовательно, независимо от величины рабочего давления в котле опасность таится не в паре, заполняющем паровое пространство котла, а в нагретой выше 100°С воде, обладающей громадным запасом энергии и готовой в любое мгновение испариться при резком снижении давления.

Основные причины аварии компрессорных установок

Неправильное устройство компрессорных установок и неудовлетворительная их эксплуатация могут вызвать взрывы и аварии отдельных их частей с возможными тяжелыми последствиями. Непосредственными причинами аварий и взрывов компрессорных установок, как показывает практика, могут быть следующие:

- чрезмерное повышение давления сжатого воздуха в ресивере;
- чрезмерное повышение температуры сжатого воздуха и перегревание частей компрессорной установки;
- пыльность и влажность засасываемого воздуха; разряды статического электричества;
- быстрое повышение давления воздуха в компрессорной установке выше допустимого;
- неправильный монтаж компрессорной установки; неправильная эксплуатация установки и неудовлетворительный уход за ней.

Прекращение подачи энергоресурсов

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы установок, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Ошибочные действия персонала

К причинам, связанным с ошибками персонала относятся ошибки операторов, несоблюдение утвержденных норм технологического режима отклонения от требований регламентов и техники безопасности.

При недостаточном высоком уровне автоматизации технологический процесс требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, при подготовке технологического оборудования к проведению ремонтных работ, ошибки при проведении чистки, ремонта и демонтажа (механические повреждения, дефекты сварочно-монтажных работ), связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации системы и возникновения крупномасштабной аварии.

Утечка и залповые выбросы пожаровзрывоопасных и токсичных продуктов во многих случаях связаны с ошибочными действиями производственного персонала при ведении технологических процессов и выполнении определенных видов газоопасных производственных операций, а также при проведении профилактических мероприятий и/или ремонтных работ. В том числе в результате падения предметов на элементы оборудования при применении подъемных кранов, повреждения оборудования в результате наезда автотранспорта.

Наиболее характерные ошибки, приводящие к технологическим выбросам при выполнении профилактических мероприятий и/или ремонтных работ, связаны со сборкой или разборкой фланцевых соединений трубопроводов, аппаратуры и технологических систем (неудовлетворительная затяжка и неполный комплект болтов, ошибочная разборка фланцев под давлением, некачественное изготовление и неправильная установка прокладок), установкой заглушек, набивкой и затяжкой сальников, устранением образовавшихся незначительных пропусков и утечек на работающем оборудовании, а также с другими регламентированными и не регламентированными операциями по выводу из работы и включению в работу отдельных аппаратов и систем по подготовке оборудования в ремонт.

Внешнее воздействие природного и техногенного характера

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- природные катаклизмы;
- внешнее механическое воздействие;
- опасности, связанные с опасными промышленными объектами, расположенными в районе декларируемого объекта.

Природные катаклизмы

К природным катаклизмам способным вызвать возникновение аварийной ситуации на объектах ТШО можно отнести:

- смерч, ураган;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- землетрясение, подвижка, просадка, пучение грунтов;
- оползни;
- разряды от статического электричества;
- грозовые разряды;
- весенние паводки и ливневые дожди.

Как было показано в разделе 2.4.5 настоящего отчета со ссылкой на карты сейсмического районирования территории Казахстана сейсмическая опасность территории расположения объектов месторождения составляет 5-6 баллов [СП РК 2.03-30-2017 Строительство в сейсмических зонах (*с изменениями и дополнениями по состоянию на 21.10.2021 г.*)]. Другими словами, данный регион характеризуется низким уровнем сейсмической активности.

Для обеспечения безопасной разработки Тенгизского и Королевского нефтяных месторождений, охраны недр и окружающей среды для своевременного обнаружения наведенной техногенной активности ТШО проводит геодинамический мониторинг. Все сейсмические явления, зарегистрированные в течение последних лет в пределах Тенгиза, отнесены к проявлениям микросейсмичности, что указывает на малую магнитуду данных явлений. За многолетний период наблюдений (2001-2022 гг.), не зафиксировано увеличения силы микросейсмических явлений, а количество и магнитуда этих явлений низки по сравнению с опубликованными данными по большинству нефтяных месторождений во всем мире.

Внешнее механическое воздействие

Опасности, связанные с внешним механическим воздействием, могут возникнуть при проведении строительной деятельности и хозяйственных работ на территории объектов. Такими опасностями могут быть:

- наезд на оборудование и трубопроводы автотранспорта;
- падение грузов;
- деформация и разгерметизация трубопроводов и оборудования строительной техникой;
- аварии на рядом расположенных объектах;
- аварии на транспорте, связанные с перевозкой опасных грузов;
- специально спланированную диверсию.

Факторами, влияющими на условия развития аварий, являются:

- региональные условия: рельеф местности, её ландшафт, время года, метеорологические условия и др.;
- наличие современных средств управления процессом переработки и транспортировки продуктов, и систем контроля над ходом технологического процесса;
- оснащенность и эффективность действий аварийно-восстановительных и пожарных бригад;
- время реагирования на аварийную ситуацию как бригад, работающих на отдельных скважинах, операторов отдельных участков и центральной диспетчерской, так и специальных служб аварийного реагирования.

При неконтролируемой аварийной разгерметизации оборудования могут образоваться взрывоопасные смеси. Согласно ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) образующиеся взрывоопасные смеси относятся к категории и группе взрывоопасных смесей IIA-T3.

Опасность для жизни людей (равно как и для животного мира и отчасти растительности) возникает при воздействии: избыточного давления от взрыва; термической радиации; отравления токсичными газами; распространении пламени. Основная потенциальная опасность объектов ТШО обусловлена наличием больших масс жидких углеводородов и парогазовых сред под высокими давлениями и температурами.

Виды производственной деятельности ТШО с повышенным риском являются:

- добыча, ремонт и другие работы (капитальный ремонт) на скважинах;
- эксплуатация нефтесборных систем и транспортировка по трубопроводам углеводородного сырья и продуктов;
- эксплуатация установок, связанных с переработкой нефти и газа;
- эксплуатация объектов обратной закачки газов.

6.2. ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ

Для определения количественной величины риска, которому подвергаются работники на объектах и третьи лица, используется Количественная оценка риска (КОР). При проведении КОР оцениваются последствия и вероятность (частота) опасных событий, которые были выявлены для количественного расчета показателей риска.

В целом, количественная оценка рисков включает следующие стадии:

- определение опасности - определение сценариев развития аварийных ситуаций, опасностей и опасных событий, их причин и механизмов;
- частотный анализ - определение частоты появления опасных событий и различных исходов (например, применяя анализ методом «дерева событий»);
- анализ последствий - определение масштабов выявленных опасных исходов;
- суммирование рисков - определение уровня рисков;
- оценка рисков - определение допустимости/недопустимости риска и возможных мер по его снижению, а также установление их приоритетности, используя такие методики, как классификация рисков и анализ рентабельности.

Критерии рисков разделяются на две категории: индивидуальный и социальный риск. Индивидуальные риски обычно рассчитываются как частота смертельных исходов или серьезных увечий для человека или «критической группы» людей, которые подвергаются наибольшей опасности от данного вида деятельности, либо в результате их местонахождения, деятельности или временных периодов, во время которых они остаются подверженными опасности. Социальный риск, напротив, отражает вероятность аварий, вовлекающих многочисленные жертвы, которая указывает на взаимосвязь между частотой аварий и количеством людей, получивших характерную степень повреждений. Он определяется для людей, находящихся за пределами промплощадки (т.е. для обычного населения прилегающих районов). Он исключает работников, находящихся на рабочем месте.

Индивидуальный риск – частота поражения отдельного индивидуума в результате воздействия исследуемых факторов опасности. Это риск для работников и для населения окружающих районов и выражается в терминах как «индивидуальный риск в год (ИРГ) в течение одного года». Индивидуальный риск в год (ИРГ) – это произведение частоты аварий, вероятности смертельного исхода и доли времени подверженности опасности (ДВПО) или среднего времени подверженности опасности. Произведение частоты аварий и вероятности смертельного исхода выражает частоту смертельного риска.

Социальный риск – определяет масштаб ожидаемых последствий для людей от потенциальных аварий и выражается в терминах как «потенциальная потеря жизни» (ППЖ). Это произведение частоты аварий на вероятность смертельного исхода и количество персонала, попавшего в зону поражения. Произведение вероятности аварий на вероятность смертельного исхода обычно выражается, как частота смертельного риска. Вероятность смертельного исхода связана с увечьями, которые могли бы возникнуть в

результате аварии и ее последующей эскалации в зависимости от размещения и эвакуации персонала, направления ветра и ориентации выброса.

Индивидуальный риск максимального уровня используется в ТШО в виде расчетов приемлемых отклонений и, в общем, относится к операторам завода или обслуживающему персоналу.

Существуют три общепринятых области уровня риска: недопустимый, приемлемый и допустимый.

- Недопустимый риск – риск, настолько высокий или связанный с такими последствиями, что его следует полностью исключить.
- Допустимый риск – общепринятая область, для которой отсутствуют требования, связанные с какими-либо дополнительными мерами.
- Между ними находится приемлемый уровень, к которому относится международный термин ALARP – риск настолько низкий, насколько это практически осуществимо (РННПО). Такой риск нужно снижать до самого низкого, практически достижимого уровня, но с учетом преимуществ принимаемых мер и затрат на его дальнейшее снижение.
- Приемлемый риск – риск уровень которого допустим и обоснован исходя из социально-экономических соображений. Риск эксплуатационного объекта является приемлемым, если ради выгоды, получаемой от эксплуатации объекта, общество готово пойти на этот риск.

На ТШО за основу установления критериев допустимости риска взят Стандарт HSE 101 управления опасностями корпорации British Gas, опубликованный Министерством охраны здоровья и техники безопасности Великобритании [54].

Данные критерии приемлемости рисков выражаются следующим образом (см. рисунок 6.2.1):

- Допустимый: меньше $1*10^{-6}$ в год;
- Недопустимый:
  - для персонала больше $1*10^{-3}$ в год;
  - для населения больше $1*10^{-4}$ в год;
- Приемлемая область РННПО (ALARP):
  - для персонала в пределах от $1*10^{-6}$ до $1*10^{-3}$ в год;
  - для населения в пределах от $1*10^{-6}$ до $1*10^{-4}$ в год.

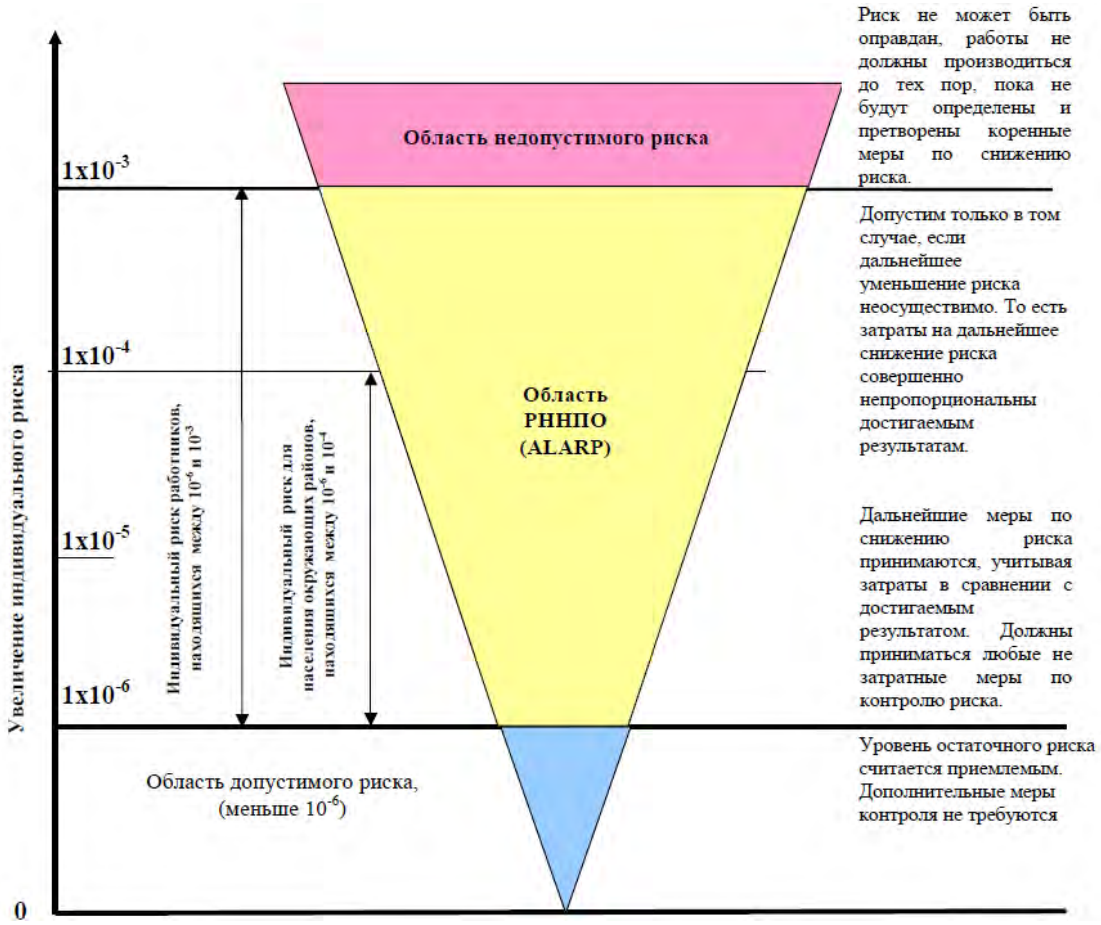


Рисунок 6.2.1. Критерии допустимости риска

Величина риска $1 \cdot 10^{-3}$ в год означает вероятность смертельного исхода для 1 человека из тысячи в год, $1 \cdot 10^{-6}$ в год - вероятность смертельного исхода для 1 человека из миллиона в год.

В Декларации промышленной безопасности объектов ТШО[2] приводятся оценочные вычисления КОР для ТШО, основанные на опасностях, связанных с потерей углеводородов, находящихся в технологическом процессе, при эксплуатации систем и объектов, при транспортировке опасных грузов по железной дороге, а также опасности, связанные с применением опасных технических устройств, а именно:

- добывающие скважины;
- системы нефтегазосбора от скважин до ГЗУ, от ГЗУ к центральным промысловым манифольдам, от них по магистральным линиям до заводских манифольдов, далее на ГПЗ и ЗВП;
- установки подготовки и переработки углеводородов на ГПЗ и ЗВП;
- оборудование обратной закачки газа, включая компрессор, нагнетательные трубопроводы и скважины для закачки сырого газа;
- внутрипромысловые и магистральные трубопроводные системы топливного газа и нефти;
- установки производства пара и горячей воды (котельные);
- установки производства сжатых газов (компрессорные);
- грузоподъемные механизмы (мостовые краны, пассажирские лифты).

[2] *Декларация промышленной безопасности объектов ТШО, 2020 г.*

6.3. ВОЗМОЖНЫЕ НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ И СЦЕНАРИИ АВАРИЙ

Значительные неблагоприятные последствия для окружающей среды имеют аварии и инциденты, связанные с возможными разливами нефти и химических веществ на месторождении, потери герметичности оборудования и связанные с ними утечки газа в атмосферу и сбросы газа на факел.

Разрыв или утечка из выкидного трубопровода приведет к выбросу нефти или химического вещества на поверхность земли на участках, которые уже находятся под воздействием производственной деятельности. Большая часть подобных аварийных ситуаций будет незначительна по своему масштабу (аварии уровня 1) и может быть ликвидирована собственными силами на местах.

Разлив нефтепродуктов, нефти или химических веществ в результате нарушения процесса перекачки на железнодорожной цистерне. Химические вещества, такие как дизельное топливо, метанол, ингибиторы коррозии и кислоты, включая хлорную, серную и каустическую, доставляются на территорию Тенгизского месторождения в больших объемах. Происшествие во время работ по перекачке может привести к разливу нефти или химического вещества на поверхность на участках, уже находящихся под воздействием производственной деятельности. Большая часть подобных аварийных ситуаций будет незначительна по своему масштабу (аварии уровня 1) и может быть ликвидирована собственными силами на местах.

Сход ж/д состава с рельс на железнодорожном пути Тенгиз – Кульсары с выбросом продукта. Химические вещества, такие как дизельное топливо, метанол, ингибиторы коррозии и кислоты, включая хлорную, серную и каустическую, доставляются в ТШО на территорию Тенгизского месторождения в больших объемах. Сырая нефть, сжиженные углеводородные газы (СУГ) и сера техническая в разных формах вывозятся с территории Тенгизского месторождения по железнодорожному пути Тенгиз – Кульсары. При сходе состава с рельсов есть вероятность того, что может быть нарушена целостность одной и более ж/д цистерн/полувагонов, что приведет к выбросу нефти или химического вещества на поверхность земли вдоль железнодорожного пути или в «соры» (солончаки/соленые озера) на низменных участках рельефа. Аварийная ситуация подобного типа могла бы создать проблемы на некоторых участках ввиду ограниченного доступа и наличия «соров».

Повреждение резервуара. Повреждение резервуара вызовет минимальный ущерб окружающей среде, так как разлившейся продукт будет локализован в пределах обвалования.

Открытый выброс скважины (фонтанирование). Открытый выброс скважины (фонтанирование) рассматривается в качестве наихудшего случая для Тенгизского месторождения. Фонтанирование скважины в зависимости от продолжительности аварийной ситуации может привести к нефтяному загрязнению большой площади поверхности земли, выбросу сернистого газа, а также пожару, что приведет к развитию аварий уровней 2 и 3.

Практика показывает, что на месторождениях нефти и газа наиболее вероятными являются сравнительно небольшие выбросы, так как полное разрушение оборудования или трубопроводов менее вероятно, чем образование локальных утечек. Однако незначительные утечки могут в случае неконтролируемого развития аварийной ситуации привести к разрушению оборудования, содержащего значительно больший объем опасных веществ, тогда последствия первоначального выброса становятся равными последствиям выброса большого объема опасных веществ. Поэтому следует рассматривать и оценивать

сценарии аварий, в которых происходит разрушение оборудования с последующим максимальным выбросом опасных веществ.

В Декларации промышленной безопасности ТШО [12] выявлены наиболее характерные пути развития аварий и сформированы расчетные аварийные сценарии для выполнения дальнейших этапов КОР.

Разработка сценариев возникновения аварий заключается в моделировании последовательности развития аварии, оценке масштаба явлений, сопровождающих аварию и расчете возможного негативного воздействия (анализ потенциальных последствий), т.е. ущерба от аварии, обусловленной каждым инициирующим событием.

Развитие пожароопасной ситуации и пожара рассматривалось постадийно с учетом места ее возникновения на объекте оценки риска, уровня потенциальной опасности каждой стадии и возможности ее локализации и ликвидации, т.е. составлялось «дерево событий». Для каждой стадии устанавливался уровень ее опасности, характеризующийся возможностью перехода пожароопасной ситуации или пожара на соседние с пожароопасным участки объекта.

Значение частоты реализации отдельной стадии дерева событий или сценария определяется путем умножения частоты возникновения инициирующего события на условную вероятность развития по конкретному сценарию. На рисунке 6.3.1 в качестве примера приведен сценарий (дерево событий), по которому может развиваться авария в случае разгерметизации устья скважины. На ветках проставлены расчетные частоты реализации отдельных стадий развития аварии.

При определении условных вероятностей реализации различных сценариев принимались во внимание свойства поступающих в окружающее пространство горючих веществ (компонентный состав газовой и жидкой фазы, флюида в целом, а также технологические параметры потоков, условные вероятности реализации различных метеорологических условий (температура окружающей среды, скорость и направление ветра и т.д.), наличие и условные вероятности эффективного срабатывания систем противоаварийной и противопожарной защиты и т.д.

Сценарии, развитие которых происходит по одной схеме или которые характеризуются общими признаками (поражающими факторами), объединены в группы сценариев. Ниже приведены типовые сценарии аварий возможных при авариях на объектах месторождения.

***Группа сценариев С.1*: *аварии с взрывом/пожаром-вспышкой ТВС*.**

Частичная или полная разгерметизация оборудования/трубопровода → поступление в окружающую среду взрывопожароопасного вещества → образование облака топливовоздушной смеси → попадание облака ТВС в зону нахождения источника загорания → зажигание облака ТВС → взрыв/пожар вспышка облака ТВС → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования.

Группа сценариев С.2*: *аварии с образованием пожара пролива

Частичная или полная разгерметизация оборудования/трубопровода →поступление в окружающую среду взрывопожароопасного вещества →образование пролива взрывопожароопасного вещества → инициирование зажигания → пожар пролива → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования.

Группа сценариев С.3*: *аварии с образованием струйного/факельного пожара

Частичная или полная разгерметизация оборудования/трубопроводов → высокоскоростное истечение газа/паров жидкости → поступление в окружающую среду опасного вещества →

инициирование зажигания → образование струйного/факельного пожара → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования.

Группа сценариев С.4*: *аварии с образованием огненного шара

Частичная или полная разгерметизация оборудования под давлением →поступление в окружающую среду взрывопожароопасного вещества →инициирование зажигания → образование огненного шара → попадание в зону поражающих факторов людей и/или оборудования.

Группа сценариев С.5: аварии с образованием токсического облака

Частичная или полная разгерметизация оборудования/трубопроводов → выброс парогазовой фазы или образование пролива опасного вещества и образование токсичного облака → отсутствие источника зажигания → рассеяние токсичного парогазового облака → попадание людей в зону поражающих факторов →загрязнение окружающей природной среды → ликвидация аварии.

Группа сценариев С.6: аварии с физическим взрывом

Сценарий С.6.1: аварии в котельных установках (взрыв топливовоздушной смеси в топке котла) Утечка газа в топке котла → образование опасной топливовоздушной смеси → воспламенение от источника зажигания в топке → воздействие поражающих факторов.

Сценарий С.6.2: аварии в котельных установках (взрыв барабана котла). Разгерметизация корпуса барабана котла → резкий сброс давления → мгновенное вскипание перегретой жидкости → частичное или полное разрушение водогрейного котла или трубопровода → физический взрыв с образованием ударной волны → воздействие ударной волны и разлетающихся предметов на людей, оборудование и конструкции здания.

Сценарий С.6.3: аварии с ресиверами и газовыми баллонами Чрезмерное повышение давления в ресивере/газовом баллоне → разгерметизация ресивера/баллона → взрыв → воздействие ударной волны.

Группа сценариев С.7: аварии с грузоподъемными устройствами

Сценарий С.7-1: При поднятии «мертвого» или превышающего грузоподъемность крана груза развитие аварийной ситуации соответствует следующей последовательности: частичное или полное разрушение грузонесущих металлоконструкций → падение моста крана → травмирование обслуживающего персонала → повреждение оборудования, находящегося в зоне падения крана.

Сценарий С.7-2: При отказе ограничителя подъема развитие аварийной ситуации соответствует следующей последовательности: выход из строя ограничителя высоты подъема груза → обрыв грузонесущего каната → повреждение механизма подъема → падение груза.

Группа сценариев С.8: аварии на железнодорожном транспорте

Сход вагона-цистерны с ОВ с железнодорожного полотна → полное разрушение цистерны → формирование облака ГВС/ТВС → взрыв/пожар (при наличии источника зажигания), рассеяние облака → тепловое, барическое, токсическое поражение населения.

Топливный газ, разгазированная нефть, а также дизельное топливо и другие ГСМ по токсикологическим характеристикам относятся к четвертому классу опасности (слаботоксичные вещества), и по этой причине проявления аварии, связанные с токсическим поражением от этих веществ, не рассматривались.

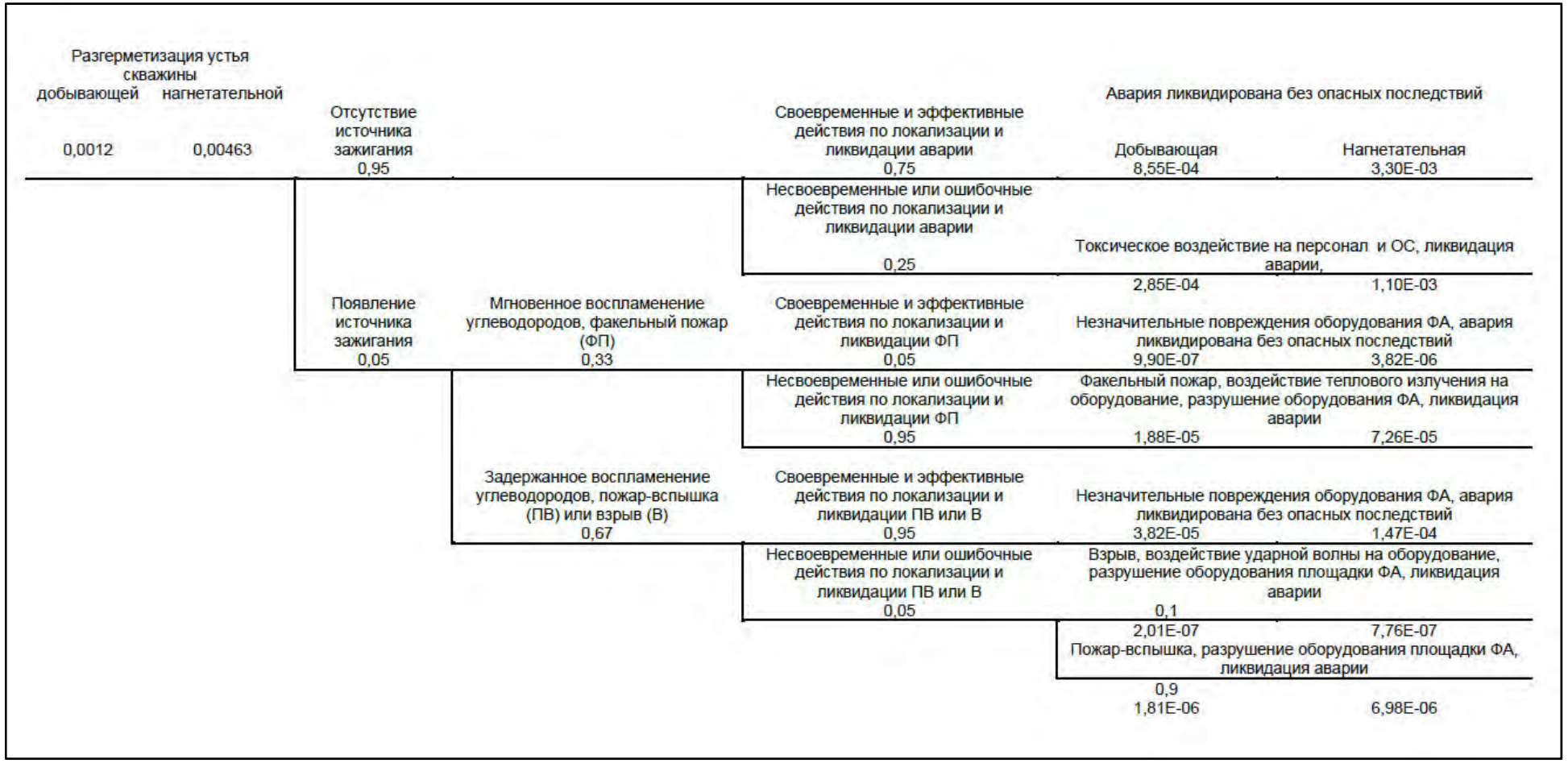


Рисунок 6.3.1. Дерево событий при аварии на скважине

6.4. МАСШТАБЫ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ

В [12] проведен анализ последствий аварий и определены зоны воздействия наиболее опасных событий на персонал, сооружения и оборудование на объектах ТШО. Для выбросов углеводородных продуктов это обычно выражается через расстояния от места аварии до границ воздействия.

При оценке риска проводилось математическое (компьютерное) моделирование (расчет, построение) всех возможных сценариев аварий, обусловленных всеми возможными инициирующими событиями, (включая оценки ожидаемых частот возникновения инициирующих событий, и оценки потерь, обусловленных всеми вариантами развития аварии).

Последствия аварий могут быть различными в зависимости от скорости выброса, скорости и направления ветра, других факторов, а также от того, происходит или не происходит возгорание. Результаты анализа последствий представлены в таблице 6.4.1.

Для расчета уровня возможного вреда от конкретных событий определялись опасные зоны теплового излучения, зоны повышенного давления и опасные концентрации токсичных веществ. Было допущено, что все контуры зон выбросов и пожаров имеют эллипсоидную форму, а контуры воздействия «огненного шара» и взрыва - сферическую.

Максимальные расстояния при разных смоделированных последствий были рассчитаны для следующих видов аварий:

- факельный пожар – расстояние для уровня излучения 37,5 - 44 кВт/м^2;
- взрыв облака газовоздушной смеси – расстояние для давления ударной волны 20 и 100 кПа;
- «огненный шар» / ВРПКЖ – расстояние для уровня излучения 37,5- 44 кВт/м^2;
- токсичное воздействие – расстояние для концентрации 440, 700 и 1000 ppm сероводорода;
- токсичное воздействие продуктов сгорания углеводородов – расстояние для смертельных концентраций сернистого газа и паров соляной кислоты.

При концентрациях в интервале 400 ppm — 700 ppm смерть наступает в течение 30-60 минут воздействия; а концентрации 800 ppm — 1000 ppm приводят к потере сознания, остановке дыхания и смерти в течение 5 минут [39].

Анализ последствий аварий устанавливает различные зоны воздействия наиболее опасных событий на персонал и оборудование. Наибольший радиус воздействия обусловлен токсичным воздействием газа, содержащего сероводород. Радиус расчётной изолинии с концентрацией 440 ppm составляет:

- 2 км, при гипотетических авариях на площадках добывающих скважин (Сценарий С5);
- 3,3 км при прорыве трубопровода от ЗВП до НК ЗСГ;
- 3,6 км при прорыве нагнетательных линий (Сценарий С5).

На данных расстояниях будет проведена эвакуация персонала. Рассчитанные зоны воздействия по указанным выше критериям ограничены границей установленной СЗЗ и не затрагивают вахтовые посёлки и населённые пункты.

Из оценок последствий аварий следует, что любое тепловое воздействие и ударная волна от взрыва парогазовоздушной смеси при аварийных выбросах опасных продуктов на объектах ТШО представляют опасность только персоналу ТШО и подрядчиков, но не угрожают третьим лицам, включая население близлежащих поселков. Зоны травмирования персонала от теплового воздействия при пожарах и ударной волны при взрывах также не выходят за пределы опасных объектов ТШО.

Таблица 6.4.1 Анализ последствий аварий на технологических площадках ТШО

Площадка	Радиус избыточного давления, м		Пожар-Вспышка Радиус зоны НКПВ, м	ОШ, м Зона ожога 3 степени,	Пожар пролива, м ожог 1-й ст. через 6-8с, ожог 2-й ст. через 12-16с,	Длина факела, м	Токсическое воздействие H_2S концентрацией, ppm (м)		
	100 кПа	20 кПа					440	700	1000
	Сценарий								
	С1		С1	С4	С2	С3	С5		
СИСТЕМА НЕФТЕСБОРА									
Скважины, добывающие	-	895	269	-	-	210	2003	-	-
Выкидные линии,	-	230	85	-	-	60	467	-	-
Групповые замерные установки	-	310	-	123	-	106	938	-	-
Нефтегазосборные линии	-	220	65,6	66	-	49	342	-	-
Промысловые манифольды	-	311	123	-	-	106	938	-	-
Трубопровод топливного газа с камерой запуска скребка	-	90	42	-	-	40	-	-	-
Коллекторы пластов нефти	-	414	134	-	-	114	780	-	-
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ – ГПЗ, ЗВП, ЗСГ									
Установки U-160, слагкетчеры F-160	57	136	48	142	-	-	166	113	88
Установки 200, сепараторы нефтегазовые F-201	35	84	26	20	-	-	122	91	69
Резервуар некондиционной нефти ЗВП Т-200	19	46	123	-	26 (12,5)	-	-	-	-
Установки 300, D-302	12	28	13	-	-	-	54	38	30
Установки 400/500, реакторы, утилизаторы.	-	142	215	-	-	198	424	-	-
Установки 400, паросборник Е-401 Сц С6	18	-	-	-	-	-	-	-	-
Установки 500, паросборник Е-504 Сц С6	55	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка 600, грануляция жидкой серы	-	15	-	-	-	-	220	150	107
Установка 600, переплавка серы	-	5	-	-	-	-	-	-	250 (SO_2)
Установка 600, воздушный ресивер F-526, 33,5 м3 Сц С6	7	-	-	-	-	-	-	-	-
Установки 700, колонны сжиженных газов, D-701	44	106	34	88	-	-	-	-	-
Установки 800, колонны кислого газа	-	256	70	-	-	64	995	-	-
Установки 900 ГПЗ, компрессор воздух/азот, ресивер 9м3 Сц С6	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка 940 ГПЗ, воздушный ресивер F-942, 21,5м3, Сц С6	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка 9200 ЗВП, ресивер азота F-9203, 300м3, Сц С6	27	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка 9200 ЗВП, воздушный ресивер F-9216, 169м3, Сц С6	12	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка 9200 ЗСГ, ресивер 9252А, 74 м3, Сц С6	9	-	-	-	-	-	-	-	-

Площадка	Радиус избыточного давления, м		Пожар-Вспышка Радиус зоны НКПВ, м	ОШ, м Зона ожога 3 степени,	Пожар пролива, м ожог 1-й ст. через 6-8с, ожог 2-й ст. через 12-16с,	Длина факела, м	Токсическое воздействие H_2S концентрацией, ppm (м)		
	100 кПа	20 кПа					440	700	1000
	Сценарий								
	С1		С1	С4	С2	С3	С5		
Установки 1000, сепараторы ВД и НД	-	111	46	-	-	45	370	-	-
Газотурбинные электростанции	-	33	77	-	-	60	-	-	-
Объекты хранения углеводородов									
Резервуарный парк нефти, Т-12, 40 000 м3	68	229	574	-	104 (12,5)	-	-	-	-
Резервуарный парк СУГ (ЗВП) - F-3501 пропан	224	571	1827	-	398	146	-	-	-
Резервуарный парк СУГ (ЗВП) - F-3501 бутан	154	417	1435	-	388				
Резервуарный парк СУГ (ГПЗ) - Е-901 пропан	92	235	640	-	149	146	-	-	-
Резервуарный парк СУГ (ГПЗ) - Е-901 бутан	81	205	612	-	183				
Нефтеналивные эстакады, ННЭ	28	-	11	14	-	-	-	-	-
ННЭ, воздушный ресивер F-002, 70 м3, Сц С6	8	-	-	-	-	-	-	-	-
Склад хранения ГСМ, База Бурения	-	-	23	8,3	126	-	-	-	-
АЗС, ПромБаза, автоцистерна ДТ объем 10 м3	5	–	–	–	26	–	–	–	–
ТРУБОПРОВОДЫ									
Трубопроводы топливного газа	–	90	42	–	–	40	–	–	–
Магистральные насосы для перекачки нефти	–	392	37	–	–	15	–	–	–
Трубопровод нефти, L=6,6 км	–	486	348	–	–	162	–	–	–
Трубопровод газа линия 5/ ЦПМ, L=6,6 км	–	94	42	–	–	40	–	–	–
Трубопровод от ЗВП до НК ЗСГ, (Ø=0,61м, L=12 км)	61	–	937	–	–	239	3265	–	2031
Нагнетательные линии	68	–	989	–	–	509	3562	–	2197
Трубопровод газа Королево L=10,18 км	–	94	42	–	–	40	–	–	–
Трубопровод кондиц. нефти от ДМК до РПСН, Ø0,9м, L=1,6км	85	–	34	–	86	–	–	–	–
Трубопровод от РПСН до манифольда, Ду 406мм, L=1685м	42	–	16	–	–	–	–	–	–
ЦПМ, Коллектор очистки скважин, (0,4 м, L=140м)	34	–	116	12	40	–	500	–	–
Трубопровод от ГЗУ-8 до ЦПМ Ду 300мм (12”), L=6142м	41	–	167	50	27,5	–	700	–	–
Нефтепровод от ГЗУ-20 до ГЗУ-19 (Ø=0,3 м, L=3600м)	35	–	121	50	10	–	270	–	–
Трубопровод газоконденсата от ЗСГ до ЦПМ, Ø0,16 м, L=4,2км	75	–	440	74	50	135	960	–	–

6.5. ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ, АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ

Частота сценария аварии определяется путем перемножения условной вероятности сценария на частоту возникновения аварии (частоту разгерметизации).

Для оценки частоты возникновения аварийных ситуаций может быть применен вероятностный подход, основанный на использовании среднестатистических данных по оценке частоты отказов оборудования.

В СТ РК 3019-2017 Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска, составленного на основе международного документа ISO/TR 16732-3:2013, определены частоты разгерметизации различных типов оборудования объектов и технологических трубопроводов, которые приводят к созданию пожароопасных ситуаций и дальнейшим пожарам, взрывам (таблицы 6.5.1, 6.5.2).

Таблица 6.5.1 Частоты реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования объектов (по данным [48])

Наименование оборудования	Инициирующее аварию событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, в год
1 Резервуары, емкости, сосуды и аппараты под давлением	Разгерметизация с последующим истечением жидкости, газа или двухфазной среды	5	$4{,}0 \cdot 10^{-5}$
		12,5	$1{,}0 \cdot 10^{-5}$
		25	$6{,}2 \cdot 10^{-6}$
		50	$3{,}8 \cdot 10^{-6}$
		100	$1{,}7 \cdot 10^{-6}$
		Полное разрушение	$3{,}0 \cdot 10^{-7}$
2 Насосы (центробежные)	Разгерметизация с последующим истечением жидкости или двухфазной среды	5	$4{,}3 \cdot 10^{-3}$
		12,5	$6{,}1 \cdot 10^{-4}$
		25	$5{,}1 \cdot 10^{-4}$
		50	$2{,}0 \cdot 10^{-4}$
		Полное разрушение	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$
3 Компрессоры (центробежные)	Разгерметизация с последующим истечением газа	5	$1{,}1 \cdot 10^{-2}$
		12,5	$1{,}3 \cdot 10^{-3}$
		25	$3{,}9 \cdot 10^{-4}$
		50	$3{,}1 \cdot 10^{-4}$
		Полное разрушение	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$
4 Резервуары для хранения легковоспламеняющихся жидкостей и горючих жидкостей (далее - ГЖ) при давлении, близком к атмосферному	Разгерметизация с последующим истечением жидкости в обвалование	25	$8{,}8 \cdot 10^{-5}$
		100	$1{,}2 \cdot 10^{-5}$
		Полное разрушение	$5{,}0 \cdot 10^{-6}$
5 Резервуары с плавающей крышей	Пожар в кольцевом зазоре по периметру резервуара	-	$4{,}6 \cdot 10^{-3}$
	Пожар по всей поверхности резервуара	-	$9{,}3 \cdot 10^{-3}$
6 Резервуары со стационарной крышей	Пожар на дыхательной арматуре	-	$9{,}0 \cdot 10^{-5}$
	Пожар по всей поверхности резервуара	-	$9{,}0 \cdot 10^{-5}$

Примечание: *Под полным разрушением подразумевается утечка с диаметром истечения, соответствующим максимальному диаметру подводящего или отводящего трубопровода, или разрушение резервуара, емкости, сосуда или аппарата.*

В СТ РК 3019-2017 указано, что при определении частоты разгерметизации фильтров и кожухотрубных теплообменников указанное оборудование допускается рассматривать как аппараты под давлением.

Таблица 6.5.2 Частоты утечек из технологических трубопроводов (по данным [48])

Диаметр трубопровода, мм	Частота утечек, 1/(год · м)				
	Малая (диаметр отверстия 12,5 мм)	Средняя (диаметр отверстия 25 мм)	Значительная (диаметр отверстия 50 мм)	Большая (диаметр отверстия 100 мм)	Разрыв
50	$5,7 \cdot 10^{-6}$	$2,4 \cdot 10^{-6}$	-	-	$1,4 \cdot 10^{-6}$
100	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	-	$2,4 \cdot 10^{-7}$
150	$1,9 \cdot 10^{-6}$	$7,9 \cdot 10^{-7}$	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$2,5 \cdot 10^{-8}$
250	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-7}$	$7,8 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$
600	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$3,4 \cdot 10^{-8}$	$6,4 \cdot 10^{-9}$
900	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$5,2 \cdot 10^{-8}$	$2,2 \cdot 10^{-8}$	$4,2 \cdot 10^{-9}$
1200	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$1,7 \cdot 10^{-8}$	$3,2 \cdot 10^{-9}$

Базовую частоту разгерметизации магистральных трубопроводов рекомендуется определять на основе статистических данных [48]. При отсутствии данных для вновь проектируемых магистральных трубопроводов допускается принимать эту величину равной:

- 1,4 · 10-7 (1/год · м) - для магистральных газопроводов;
- 2,7 · 10-7 (1/год · м) - для магистральных нефтепроводов.

Более детальная информация по частотам разгерметизации емкостного оборудования, теплообменников, насосов и компрессоров приведена в таблицах 6.5.3-6.5.7 (по данным приложения № 4 к Руководству по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденному приказом Ростехнадзора от 3 ноября 2022 г. № 387).

Таблица 6.5.3 Частота разгерметизации технологических аппаратов и сосудов под давлением

Тип оборудования	Частота разгерметизации, 1/год	
	Полное разрушение, мгновенный выброс	Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10 мм
Сосуды хранения под давлением	$1*10^{-6}$	$1*10^{-5}$
Технологические аппараты (ректификационные колонны, конденсаторы, фильтры)	$1*10^{-5}$	$1*10^{-4}$

Таблица 6.5.4 Частота разгерметизации резервуаров и изотермических хранилищ

Тип оборудования	Частота разгерметизации, 1/год			
	Полное разрушение, мгновенный выброс		Истечение через отверстие с эффективным диаметром 10 мм	
	Выброс в ОС	Выброс в межстенное пространство	Выброс в ОС	Выброс в межстенное пространство
Одностенный резервуар	$1*10^{-5}$	-	$1*10^{-4}$	-
Резервуар с внешней защитной оболочкой	$1*10^{-6}$	$1*10^{-6}$	-	$1*10^{-4}$
Резервуар с двойной оболочкой	$2,5*10^{-8}$	$1*10^{-7}$	-	$1*10^{-4}$
Резервуар полной герметизации	$1*10^{-8}$	-	-	-
Заглубленный резервуар	-	$1*10^{-8}$	-	-

Таблица 6.5.5 Частота разгерметизации теплообменников

Тип оборудования	Частота разгерметизации, 1/год				
	Разрушение кожуха, мгновенный выброс	Истечение из кожуха через отверстие с эффективным диаметром 10 мм	Разрыв 10 теплообменных труб на полное сечение	Разрыв 1 теплообменной трубы на полное сечение	Истечение через отверстие с эффективным диаметром 0,1 теплообменной трубы, но не более 50 мм
Пластинчатые теплообменники	$1*10^{-4}$	$1*10^{-3}$	-	-	-
Кожухотрубные теплообменники (опасное вещество в межтрубном пространстве)	$1*10^{-4}$	$1*10^{-3}$	-	-	-
Кожухотрубные теплообменники (опасное вещество в трубном пространстве)	-	-	$1*10^{-5}$	$1*10^{-3}$	$1*10^{-3}$
Аппараты воздушного охлаждения	-	-	$1*10^{-5}$	$1*10^{-3}$	-

Таблица 6.5.6 Частота разгерметизации насосов и компрессоров

Тип оборудования	Частота разгерметизации, 1/год	
	Катастрофическое разрушение, соответствующее разрыву на полное сечение подводящего трубопровода	Истечение через отверстие с эффективным диаметром 0,1 подводящего трубопровода, но не более 50 мм
Центробежные насосы	$1*10^{-5}$	$5*10^{-5}$
Центробежные насосы с уплотнениями	$1*10^{-4}$	$4,4*10^{-3}$
Поршневые насосы	$1*10^{-4}$	$4,4*10^{-3}$
Компрессоры	$1*10^{-4}$	$4,4*10^{-3}$

Таблица 6.5.7 Частота разгерметизации автомобильных и железнодорожных цистерн, включая сливо-наливные операции

Тип оборудования	Частота разгерметизации, 1/год	
	Полное разрушение, соответствующее разрыву на полное сечение подводящего трубопровода, мгновенный выброс	Истечение через отверстие с размеров наибольшего соединения/ эффективным диаметром 0,1 наливного устройства, но не более 50 мм*
Цистерна под избыточным давлением	$5*10^{-7}$	$5*10^{-7}$
Цистерна при атмосферном давлении	$1*10^{-8}$	$5*10^{-7}$
Безшланговое (жесткое) устройство слива-налива*	$3*10^{-8}$	$3*10^{-7}$
Шланг для слива-налива	$4*10^{-6}$	$4*10^{-5}$

Частоты аварийной разгерметизации и утечек из береговых трубопроводов нефти и газа можно принять по рекомендованным данным Руководства по безопасности «Методика

анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса» (Приказ Ростехнадзора от 10.02.2023 № 51) (таблица 6.5.8).

Таблица 6.5.8 Частоты отказов береговых трубопроводов (по данным [58])

Трубопроводы	Параметры	Частота разгерметизации, в год	Единица измерения
Береговые нефтепроводы	Диаметр<8 дюймов	$1{,}0 \cdot 10^{-3}$	на км/год
	8 дюймов ≤диаметр≤14 дюймов	$8{,}0 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	16 дюймов ≤диаметр≤22 дюйма	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	24 дюймов ≤диаметр≤28 дюймов	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	Диаметр >28 дюймов	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	на км/год
Береговые газопроводы	Толщина стенки ≤ 5 мм	$4{,}0 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	5 мм < толщина стенки ≤10 мм	$1{,}7 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	10 мм < толщина стенки ≤15 мм	$8{,}1 \cdot 10^{-5}$	на км/год
	Толщина стенки > 15 мм	$4{,}1 \cdot 10^{-5}$	на км/год

Оценку ожидаемой частоты аварий на магистральных трубопроводах рекомендуется выполнять с использованием ретроспективных статистических данных об аварийности на объектах линейной части и площадных объектах трубопроводов в сочетании с рекомендациями по удельным частотам разгерметизации технологических составляющих на действующих объектах трубопроводных систем. Рекомендуемые консервативные оценки ожидаемой частоты разгерметизации на объектах магистральных нефтепроводов приведены в таблице 6.5.9 (по данным Руководства по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах» (Приказ Ростехнадзора от 17.02.2023 № 69).

Таблица 6.5.9 Консервативные оценки ожидаемой частоты разгерметизации технологических составляющих системы магистральных трубопроводов

Наименование объекта	Частота аварий (разрывов)	Частота инцидентов (свищей, утечек)
Входной трубопровод-шлейф в НС	$1*10^{-7}$ 1/(м*год)	$5*10^{-7}$ 1/ (м год)
Выходной трубопровод-шлейф	$2*10^{-7}$ 1/(м*год)	$5*10^{-6}$ 1/ (м год)
Горизонтальные фильтры-грязеуловители с трубопроводной обвязкой	$1*10^{-5}$ на фильтр/ год	$1*10^{-4}$ на фильтр/ год
Вертикальные фильтры-грязеуловители с трубопроводной обвязкой	$1*10^{-5}$ на фильтр/ год	$1*10^{-4}$ на фильтр/ год
Входной коллектор магистральной насосной	$3*10^{-7}$ 1/ (м год)	$1{,}5*10^{-6}$ 1/ (м год)
Выходной коллектор магистральной насосной	$4*10^{-7}$ 1/ (м год)	$2*10^{-6}$ 1/ (м год)
Соединительные трубопроводы между установками (блоками, углами)	$3*10^{-7}$ 1/ (м год)	$1{,}5*10^{-6}$ 1/ (м год)
Магистральные насосы с трубопроводной обвязкой	$1*10^{-4}$ на насос/ год	$5*10^{-4}$ на насос/ год

Для действующих объектов магистральных трубопроводных систем со сроком эксплуатации не более 10 лет, а также проектируемых объектов значения ожидаемой частоты аварий рекомендуется уменьшать в 10 раз [45].

Частоты разгерметизации и фонтанирования скважин на разных этапах их производственного цикла можно принять согласно таблице 6.5.10 (по данным «Методики анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи» (Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 10 января 2023 г. № 4)).

Таблица 6.5.10 Частоты разгерметизации газовых и нефтяных скважин

Операция	Событие	Частота, год$^{-1}$			Ед. измерения
		Среднее значение	Газ	Нефть	
Эксплуатационное бурение, глубинное (обычные скважины)	фонтанирование	$3,9 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	на пробуренную скважину
	выброс	$3,7 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	на пробуренную скважину
Эксплуатационное бурение, глубинное (высоконапорные высокотемпературные скважины)	фонтанирование	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$2,1 \cdot 10^{-4}$	на пробуренную скважину
	выброс	$2,3 \cdot 10^{-3}$	$2,5 \cdot 10^{-3}$	$2,0 \cdot 10^{-3}$	на пробуренную скважину
Заканчивание скважины	фонтанирование	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$2,8 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{-4}$	на операцию
	выброс	$3,6 \cdot 10^{-4}$	$4,8 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	на операцию
Добывающие скважины	фонтанирование	$3,7 \cdot 10^{-5}$	$7,2 \cdot 10^{-5}$	$2,1 \cdot 10^{-5}$	на скважину в год
	выброс	$4,5 \cdot 10^{-5}$	$8,8 \cdot 10^{-5}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$	на скважину в год
Газонагнетательные скважины	фонтанирование	$7,2 \cdot 10^{-5}$	$7,2 \cdot 10^{-5}$	-	на скважину в год
	выброс	$8,8 \cdot 10^{-5}$	$8,8 \cdot 10^{-5}$		на скважину в год

Приведенные в таблице 6.5.10 частоты основаны на данных, приведенных в IOGP Risk Assessment Data Directory. Report № 434-2, September 2019.

6.6. СОПОСТАВЛЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТЕЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА СКВАЖИНАХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТАХ ПРМ

Как следует из таблицы 6.5.10, частота выбросов, включая фонтанирование, при эксплуатационном бурении высоконапорных добывающих нефтяных скважин составляет:

$$2,1*10^{-4} + 2,0 \cdot 10^{-3} = 2,21*10^{-3}$$

на стадии заканчивания скважины - $1,4 \cdot 10^{-4} + 2,3 \cdot 10^{-4} = 3,7 \cdot 10^{-4}$ на операцию.

Частота выбросов из скважины в период их строительства с учетом принятой по аналогии продолжительности строительных работ (2 месяца) составит:

$$(2,21 \cdot 10^{-3} + 3,7 \cdot 10^{-4}) \cdot 2 / 12 = 4,3*10^{-4} \quad \text{на скв./год.}$$

Частота выбросов (включая фонтанирование) для добывающих нефтяных скважин на стадии эксплуатации составит:

$$2,1 \cdot 10^{-5} + 2,6 \cdot 10^{-5} = 4,7 \cdot 10^{-5} \text{ на одну скважину в год.}$$

Частота выбросов (включая фонтанирование) для нагнетательных газовых скважин на стадии эксплуатации составит:

$$7,2 \cdot 10^{-5} + 8,8 \cdot 10^{-5} = 1,6 \cdot 10^{-4} \text{ на одну скважину в год.}$$

Расчет частоты выбросов, включая фонтанирование, для всех проектируемых операций (бурение скважин, их заканчивание, эксплуатация добывающих нефтяных и газонагнетательных скважин) для всех вариантов ПРМ по годам показано в Приложении 7. Из данной таблицы видно, что расчетная частота выбросов в год по вариантам ПРМ меняется незначительно в среднем от $7*10^{-3}$ случаев/год до $2*10^{-2}$ случаев/год. Максимальная частота выбросов будет отмечена для вариантов 4 и 8 и составит $2,9*10^{-2}$ случаев/год в 2036 г., что приходится на год с максимальным количеством вводимых скважин.

6.7. ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ РИСК ДЛЯ ПЕРСОНАЛА И ДРУГИЕ РИСКИ

При определении риска для персонала в Декларации безопасности ТШО [12] определялась частота и вероятность смертельных исходов для каждого возможного варианта.

Вероятность смертельного исхода для каждого возможного результата определяется через физический эффект (размер пожара, избыточное давление взрывной ударной волны,

токсическое облако, падение груза или самого грузоподъемного механизма) и количество людей, подвергающихся воздействию при аварии.

При оценке было рассмотрено распределение операторов и обслуживающего персонала по различным участкам с учетом эксплуатации и обслуживания.

Расчеты риска базировались на следующих основных предположениях.

Возможные последствия аварии подразделяются по направлению ветра: Север, Юг, Восток или Запад и по направлениям выброса: влево вправо или вверх-вниз. Взрыв не зависит от направления ветра. Вероятность направления ветра на Север, Юг, Запад или Восток принята равной 0.25. Вероятность направления выброса – 0,5.

Вероятность воздействия газового фонтана (токсичного облака) или факельного пожара соответствует произведению вероятности направления выброса и вероятности направления ветра.

Число пострадавших людей определялось умножением плотности распределения людей (средняя численность персонала в дневную и ночную смену, деленная на площадь, занимаемую производством) на площадь зоны поражения.

С учетом этого в [12] рассчитаны индивидуальные риски, приведенные в таблице 6.7.1.

Таблица 6.7.1 Значения индивидуальных рисков в год на объектах ТШО

Участки	Частота аварий, год$^{-1}$	ИРГ, год$^{-1}$
ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ		
Система нефтесбора ТШО - Промысел и ССНП (Тенгиз, Королевское)		
Скважины добычи	2,84 *10^{-03}	1,37 *10^{-05}
Выкидные линии	1,42 *10^{-03}	6,88 *10^{-06}
ГЗУ	2,32 *10^{-03}	1,12 *10$^{—05}$
Манифольды	2,90 *10^{-04}	1,40 *10^{-06}
Нефтегазосборные линии	4,47 *10^{-04}	2,16 *10^{-06}
Компрессор топливного газа ВД	4,75 *10^{-05}	7,08 *10^{-06}
Компрессор воздуха КИП	9,50 *10^{-05}	1,42 *10^{-05}
Грузоподъемные механизмы	9,42 *10^{-04}	1,78 *10^{-05}
Всего по системе нефтесбора ТШО	*8,26 *10^{-03}*	*7,44 *10^{-05}*
Среднее по системе нефтесбора	*1,38 *10^{-03}*	*9,30 *10^{-06}*
Газоперерабатывающий завод		
Манифольды	6,35 *10^{-03}	3,07 *10^{-06}
КТЛ-1		
Установки 160/200	5,35 *10^{-03}	9,94 *10^{-05}
Установки 300	1,18 *10^{-03}	5,71 *10^{-06}
Установки 400/500	5,09 *10^{-03}	1,67 *10^{-04}
Установки 700	4,32 *10^{-03}	8,12 *10^{-05}
Установки 800	6,03 *10^{-04}	1,66 *10^{-05}
Установки 900	2,03 *10^{-03}	5,68 *10^{-05}
Всего по КТЛ-1	*1,86 *10^{-02}*	*4,27 *10^{-04}*
КТЛ-2		
Установки 160/200	5,35 *10^{-03}	9,94 *10^{-05}
Установки 300	3,06 *10^{-03}	4,13 *10^{-05}
Установки 400/500	5,97 *10^{-03}	1,60 *10^{-04}
Установки 700	4,48 *10^{-03}	8,19 *10^{-05}
Установки 900	1,23 *10^{-03}	6,03 *10^{-05}
Всего по КТЛ-2	*2,01 *10^{-02}*	*4,43 *10^{-04}*
КТЛ-2, 3		
Установки 160/200	2,53 *10^{-03}	5,24 *10^{-05}
Установки 300	2,40 *10^{-03}	3,81 *10^{-05}
Установки 700	2,68 *10^{-03}	5,32 *10^{-05}

Участки	Частота аварий, год$^{-1}$	ИРГ, год$^{-1}$
Всего по КТЛ-2, 3	*7,61 *10^{-03}*	*1,44 *10^{-04}*
Общезаводские установки		
Установки 600	1,56 *10^{-03}	2,81 *10^{-05}
Установки 1000	7,09 *10^{-04}	3,43 *10^{-06}
Установки 1500	1,56 *10^{-03}	7,52 *10^{-06}
Газотурбинная э/станция	3,95 *10^{-04}	1,91 *10^{-06}
Котельные установки	1,05 *10^{-04}	5,22 *10^{-05}
Очистные сооружения	3,40 *10^{-04}	1,64 *10^{-06}
Всего по общезаводским установкам	*4,67 *10^{-03}*	*9,48 *10^{-05}*
Всего по ГПЗ	*5,67 *10^{-02}*	*1,26 *10^{-03}*
Среднее по ГПЗ	*2,70 *10^{-03}*	*5,98 *10^{-05}*
Завод второго поколения		
Манифольды	1,46 *10^{-04}	7,06 *10^{-07}
Установки 200	3,12 *10^{-03}	6,21 *10^{-05}
Установки 300	2,92 *10^{-03}	6,11 *10^{-05}
Установки 400	4,68 *10^{-03}	1,07 *10^{-04}
Установки 500	7,47 *10^{-04}	2,59 *10^{-05}
Установки 700	2,78 *10^{-03}	5,41 *10^{-05}
Установки 800	7,75 *10^{-04}	3,75 *10^{-06}
Установки 900	7,10 *10^{-03}	2,11 *10^{-04}
Установки 1000	4,51 *10^{-04}	2,18 *10^{-06}
ГТЭС - 3	6,59 *10^{-03}	1,25 *10^{-04}
Всего по ЗВП	*2,93 *10^{-02}*	*6,52 *10^{-04}*
Среднее по ЗВП	*2,93 *10^{-03}*	*6,52 *10^{-05}*
Завод закачки сырого газа		
Установки 2600	2,13 *10^{-04}	1,03 *10^{-06}
Установки 1900	4,36 *10^{-04}	2,11 *10^{-06}
Установки 2900	2,27 *10^{-03}	3,75 *10^{-05}
Установки 5600	4,14 *10^{-04}	2,00 *10^{-06}
Установки 5700	2,05 *10^{-04}	9,90 *10^{-07}
Установки 2000	2,60 *10^{-04}	1,26 *10^{-06}
Установки 2100	3,12 *10^{-04}	1,51 *10^{-06}
Установки 1000	2,17 *10^{-03}	3,70 *10^{-05}
Установки 9300	5,72 *10^{-04}	1,65 *10^{-05}
Всего по ЗСГ	*6,85 *10^{-03}*	*9,98 *10^{-05}*
Среднее по ЗСГ	*7,61 *10^{-04}*	*1,11 *10^{-05}*
Общетехнологическое оборудование ТШО		
Объекты хранения углеводородов		
Резервуарный парк нефти	9,51 *10^{-04}	4,60 *10^{-06}
Резервуарный парк СУГ (ЗВП)	4,34 *10^{-04}	2,10 *10^{-06}
Резервуарный парк СУГ (ГПЗ)	9,26 *10^{-04}	4,48 *10^{-06}
Нефтеналивные эстакады	7,71 *10^{-04}	3,73 *10^{-06}
Всего	*3,08 *10^{-03}*	*1,49 *10^{-05}*
Среднее	*7,71 *10^{-04}*	*3,73 *10^{-06}*
Трубопроводы		
Линии топливного газа ГПЗ	6,28 *10^{-04}	3,04 *10^{-06}
Магистральные трубопроводы к ГПЗ	2,20 *10^{-04}	1,07 *10^{-06}
Трубопровод газа, линия 5/ЦПМ	1,34 *10^{-04}	6,47 *10^{-07}
Трубопровод газа, м. Королевское	1,54 *10^{-04}	7,47 *10^{-07}
Магистральные трубопроводы к ЗВП	2,39 *10^{-04}	1,15 *10^{-06}
Трубопровод газа, линия ЗВП	1,90 *10^{-04}	9,17 *10^{-07}
Обводной магистральный трубопровод с м. Королевское к ЗВП	2,36 *10^{-04}	1,14 *10^{-06}
Наземный трубопровод с ЗВП	8,66 *10^{-05}	4,19 *10^{-07}
Подземный трубопровод до компрессорного участка	1,96 *10^{-04}	9,46 *10^{-07}
Трубопровод ТШО - КТК	6,71 *10^{-04}	3,24 *10^{-06}
Магистральный газопровод Тенгиз-Кульсары	2,52 *10^{-04}	5,67 *10^{-07}
Всего	*3,01* *10^{-03}	*1,39* *10^{-05}

Участки	Частота аварий, год$^{-1}$	ИРГ, год$^{-1}$
Среднее	*2,73 *10^{-04}*	*1,26 *10^{-06}*
ВНЕШНИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДСТВА		
Участок УЭиТО ПБ	1,00 *10^{-03}	3,90 *10^{-05}
Бывший сварочный цех	9,42 *10^{-04}	1,78 *10^{-05}
Промбаза ТШО	2,19 *10^{-02}	3,43 *10^{-05}
База бурения	1,01 *10^{-02}	3,08 *10^{-04}
База «Шлюмберже»	9,47 *10^{-03}	1,94 *10^{-05}
КОС (новые)	3,40 *10^{-04}	1,75 *10^{-06}
Установка по переработке бурового шлама	6,78 *10^{-04}	9,13 *10^{-06}
Химреагентное хозяйство (ХРХ) ЗВП	1,70 *10^{-03}	4,12 *10^{-06}
Установка Белый Слон	1,98 *10^{-03}	3,66 *10^{-05}
Объекты железнодорожной инфраструктуры	2,70 *10^{-03}	6,14 *10^{-05}
Головной офис, г. Атырау, лифт пассажирский	1,88 *10^{-03}	3,94 *10^{-06}
Поселок Шанырак, мостовой кран и КОС	1,28 *10^{-03}	1,96 *10^{-05}
Поселок ТШО, Котельная	1,05 *10^{-05}	4,69 *10^{-06}
Всего по внешним производствам	**5,40 *10^{-02}**	**5,60 *10^{-04}**
Среднее по внешним производствам	**4,15 *10^{-03}**	**4,31 *10^{-05}**
Всего по ТШО	**1,61 *10^{-01}**	**2,67 *10^{-03}**
Среднее по ТШО	**1,85 *10^{-03}**	**2,76 *10^{-05}**
Максимум	**2,19 *10^{-02}**	**3,08 *10^{-04}**
Минимум	**1,05 *10^{-05}**	**4,19 *10^{-07}**

Индивидуальные годовые риски на отдельных основных и вспомогательных объектах ТШО находятся в нижнем крае диапазона РННПО (ALARP), что значительно ниже критерия нетерпимого риска (10^{-3}). Наиболее опасными объектами являются Установки 400/500 ГПЗ и ЗВП, а также Установки 900.

Суммарные индивидуальные риски в год на площадках объектов и производств ТШО представлены в таблице 6.7.2.

Минимальные значения ИРГ наблюдаются на линейных объектах - на магистральных и внутрипромысловых трубопроводах.

Суммарные индивидуальные риски в год на площадках декларируемых объектов и производств ТШО в основном находятся в нижней части диапазона РННПО, что значительно ниже критерия нетерпимого риска (10^{-3}). Только на объектах ГПЗ суммарное значение ИРГ несколько выше указанного критерия и составляет $1{,}26*10^{-03}$. Однако, учитывая объяснимый консерватизм (т.е. использование завышенных значений аварийной разгерметизации оборудования и отказов отдельных элементов технических устройств) при проведении оценки рисков в совокупности с принципом выбора наихудшего сценария развития аварии, данное значение в реальности может быть на порядок меньше полученного значения.

Средние значения ИРГ по площадочным объектам для ГПЗ, ЗВП, ЗСГ и Внешних вспомогательных производств лежат в диапазоне от $1{,}11*10^{-05}$ до $6{,}52*10^{-05}$, для остальных объектов от $1{,}26*10^{-06}$ до $9{,}30*10^{-06}$ случаев в год, что значительно ниже критерия нетерпимого риска 10^{-3}.

Из результатов моделирования зон поражения (пожар разлива, пожар-вспышка, факельный пожар, огненный шар и токсическое воздействие) при катастрофических авариях на декларируемых площадочных объектах следует, что максимальные расстояния воздействия опасных поражающих факторов от эпицентра аварии практически не выходят за границы территории аварийного участка, и не достигают локальных мест проживания населения.

Единственными объектами, представляющими угрозу безопасности для населения, являются магистральный трубопровод топливного газа Тенгиз – Кульсары диаметром 40” (1020 мм), длиной 121,7 км с рабочим давление 5,6 МПа, а также железнодорожные составы, перевозящие опасные грузы по ж/д путям общего пользования.

Таблица 6.7.2 Суммарные индивидуальные риски в год на площадках объектов и производств ТШО

Параметр	Система нефтесбора		ГПЗ		ЗВП		ЗСГ		Объекты хранения УВ		Трубопроводы		Внеш. вспом. производства		Итого по объектам ТШО	
	Частота аварий	ИРГ	Частота	ИРГ	Частота аварий	ИРГ	Частота аварий	ИРГ	Частота аварий	ИРГ	Частота аварий	ИРГ	Частота аварий	ИРГ	Частота аварий	ИРГ
Всего	$8{,}26*10^{-03}$	$7{,}44*10^{-05}$	$5{,}67*10^{-02}$	$1{,}26*10^{-03}$	$2{,}93*10^{-02}$	$6{,}52*10^{-04}$	$6{,}85*10^{-03}$	$9{,}98*10^{-05}$	$3{,}08*10^{-03}$	$1{,}49*10^{-05}$	$3{,}01*10^{-03}$	$1{,}39*10^{-05}$	$5{,}40*10^{-02}$	$5{,}60*10^{-04}$	$1{,}61*10^{-01}$	$2{,}67*10^{-03}$
Среднее	$1{,}38*10^{-03}$	$9{,}3*10^{-06}$	$2{,}7*10^{-03}$	$5{,}98*10^{-05}$	$2{,}93*10^{-03}$	$6{,}52*10^{-05}$	$7{,}61*10^{-04}$	$1{,}11*10^{-05}$	$7{,}71*10^{-04}$	$3{,}73*10^{-06}$	$2{,}73*10^{-04}$	$1{,}26*10^{-06}$	$4{,}15*10^{-03}$	$4{,}31*10^{-05}$	$1{,}85*10^{-03}$	$2{,}76*10^{-05}$
Максимум															$2{,}19*10^{-02}$	$3{,}08*10^{-04}$
Минимум															$1{,}05*10^{-05}$	$4{,}19*10^{-07}$

Газопровод Тенгиз – Кульсары

Оценка показателей ИРГ для жителей, расположенных вдоль трассы газопровода проведена на примере поселка Косчагыл. Оценочные расчеты показывают [12], что вероятность гибели людей, при разрыве газопровода с указанными технологическими параметрами с возгоранием газа, при покидании ими зоны опасности со скоростью 2,5 м/с, на расстоянии до 150 м от оси трубопровода (обозначим как зона 1) ровна 0,99, на расстоянии до 350 м (зона 2) – 0,01, и на расстояниях более 400м (зона 3) – 0,001.

В соответствии с [12] частота разрыва магистрального газопровода принимается $3{,}7\times10^{-9}$ год$^{-1}\times$м$^{-1}$, что при длине трубопровода до предполагаемого места аварии 68 км составит в год $3{,}7\times10^{-9} \times 68000 = 2{,}52\times10^{-4}$.

Тогда величины потенциального риска для зон 99%, 1% и 0,1% смертности будет соответственно ровны:

- $2{,}52\times10^{-4} \times 0{,}99 = 2{,}49\times10^{-4}$;
- $2{,}52\times10^{-4} \times 0{,}01 = 2{,}52\times10^{-6}$;
- $2{,}52\times10^{-4} \times 0{,}001 = 2{,}52\times10^{-7}$.

Оценка показателей ИРГ проводилась из консервативного предположения нахождения одного представителя населения вблизи трассы газопровода по 1 часу в сутки в течение всего года. Причем нахождение в зоне 1 – 0,17 час; в зоне 2 – 0,33 час и в зоне 3 – 0,5 час. Следовательно, вероятность появления человека в каждой из указанных зон за год будет соответственно ровны: 0,00667, 0,0137 и 0,0208. Наиболее вероятное появление человека в третьей зоне, где индивидуальный риск будет равен $2{,}52\times10^{-7} \times 0{,}0208 = 5{,}24\times10^{-9}$ случаев в год.

Значение индивидуального риска при взрывах и пожарах на магистральном трубопроводе топливного газа Тенгиз – Кульсары ($5{,}24\times10^{-9}$) соответствует требованиям нормативных документов Республики Казахстан [8] и не превышает величину 10^{-6} для людей, находящихся в селитебной зоне объекта.

Социальный риск для персонала и населения, находящегося за пределами рабочей зоны

Величина социального пожарного риска (оценивается по поражению не менее 10 человек [8] воздействия опасных факторов пожара на декларируемых объектах для людей, находящихся в селитебной зоне объекта, не должна превышать 10^{-6} в год.

В связи с отсутствием населения в пределах СЗЗ месторождения Тенгиз и, соответственно, в непосредственной близости от рассматриваемых объектов, а также наличием средств периметрической охраны и контрольно-пропускной системы на месторождении социальный пожарный риск гибели 10 и более человек на территории месторождения принимается равным нулю.

Для линейных объектов - магистрального трубопровода топливного газа Тенгиз – Кульсары – социальный риск принимается равным индивидуальному риску, и имеет значение $5{,}24\times10^{-9}$ случаев в год, а для железнодорожного транспорта с опасными грузами - $1{,}0\times10^{-8}$ случаев в год.

Показатели социального риска в год для населения, проживающего на территории, прилегающей к месторождению Тенгиз и Королевское, при катастрофических авариях (токсическое поражение) и неблагоприятных погодных условиях сведены в таблицу 6.7.3. Зоны опасного воздействия при пожарах и взрывах не выходят за границу аварийного объекта. Вероятность токсического поражения людей при авариях на ГПЗ, ЗВП равна

$9{,}50*10^{-06}$. Вероятность погодных условий – 0,125. Направление выброса (горизонтально, вертикально) – 0,5.

Таблица 6.7.3 Вероятности летальных исходов на прилегающих территориях

Наименование населенного пункта	Расстояние до опасного объекта, км	Количество людей	Возможный % погибших	Погодные условия	Вероятность аварий (отравления)	Социальный риск (в год)
ж/д станция Тенгиз	2	200	7,5	0,125	$9{,}5*10^{-06}$	$8{,}91*10^{-08}$
Вахтовый поселок ТШО (ВНР)	16,5 (1)*	2500	0,25	0,125	$2{,}58*10^{-06}$	$8{,}06*10^{-10}$
Нефтепромысел Караарна	10,7**	Меньше 200	0,25	0,125	$9{,}5*10^{-06}$	$2{,}96*10^{-09}$
Вахтовый поселок Шанырак	18	6500	0,25	0,125	$2{,}58*10^{-06}$	$8{,}06*10^{-10}$

** Расстояния в скобках приведены до нефтепровода*
*** Расстояние от ЗВП ТШО*

Показатели рассчитанного социального риска для соседних районов вокруг декларируемых мощностей ТШО находятся в пределах диапазона РННПО (ALARP) и ниже критерия нетерпимости риска (10^{-4}).

6.8. МЕРЫ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

6.8.1. Существующие меры безопасности на объектах ТШО

В технических проектах на строительство скважин предусмотрен ряд решений для сведения вероятностей проявлений выбросов и сбросов вредных веществ в атмосферу.

Основными техническими решениями по предотвращению выбросов и сбросов вредных веществ на землю и атмосферу являются:

- выбор соответствующего материала для труб и устьевого оборудования;
- надежная герметизация оборудования и трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- защита оборудования и трубопроводов от превышения давления путем установки замерного забойного клапана-отсекателя DDV 2-го поколения для 178 мм обсадной колонны;
- выбор электрооборудования соответствующего исполнения для технологического оборудования буровых установок;
- контроль и диагностика состояния технологического оборудования буровых установок, устья скважины и ведения буровых работ;
- постоянный контроль (по утвержденному графику) за состоянием устьевого оборудования;
- организация планово-предупредительных работ на технологическом оборудовании буровых установок и технологических трубопроводов;
- периодические испытания, дефектоскопия и обследование технического состояния буровых труб, трубопроводов и устьевого оборудования;
- внедрение автоматического регулирования технологических режимов работы оборудования, автоматических защит агрегатов, резервуаров и трубопроводов от превышения предельных разрешенных параметров;
- обучение и тренинг обслуживающего персонала.

В проектах предусмотрены следующие решения по недопущению вышеуказанных проблем:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусматривается применение бурового раствора на углеводородной основе;
- в случае возникновения поглощений в над продуктивной толще использовать наполнители для ликвидации поглощений, предпочтительно различной природы (волокнистые, чешуйчатые, гранулярные) и фракционного состава (мелкие, средние, крупные) в зависимости от глубины возникновения поглощений и их интенсивности;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих ёмкостях с использованием приборов контроля;
- так как в пластовых флюидах присутствует H_2S персонал обязательно использует стационарные или переносные газоанализаторы и имеют в наличии индивидуальные средства защиты (автономные дыхательные аппараты или противогазы);
- в буровой раствор регулярно вводятся реагенты поглотители или нейтрализаторы H_2S;
- для предупреждения течения солей необходимо использовать растворы на углеводородной основе;
- при температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше 40°С необходимо принимать специальные меры защиты;
- охлаждение бурового раствора путем перемешивания;
- закрытие люков отстойников крышками;
- проведение работающим специального инструктажа, предусмотренного «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

При бурении пластов, содержащих сероводород, контролируется наличие сероводорода и сульфидов в буровом растворе. При их появлении буровой раствор обрабатывается реагентом нейтрализатором (Правила ОПБОПОНГОП № 355, статья 75).

С целью раннего обнаружения газо-проявлений на буровых предусматривается контроль за изменением:

- уровня промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции;
- уровня раствора в приемных емкостях;
- газосодержания в растворе, содержания сульфидов и плотности бурового раствора.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию. Эффективное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров бурового раствора и позволит сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление, а при использовании раствора на углеводородной основе обеспечить требуемую электростабильность).

Меры по обеспечению взрывопожаробезопасности

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение возможности образования взрывопожароопасных смесей на площадках и помещениях буровых установок являются:

- обеспечение прочности и герметичности устьевого оборудования, резервуаров хранения топлива и трубопроводов;

- автоматизация и дистанционный контроль за технологическими процессами на буровых установках;
- размещение вредных и взрывопожарных процессов в отдельных помещениях и на открытых площадках.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию устьевого оборудования, технологических аппаратов и узлов коммуникации в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 – «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

Для обеспечения противопожарной защиты на буровых установках предусматриваются средства обнаружения пожара:

- датчики обнаружения источников задымления и возгорания, устанавливаемые в каждом помещении, в нише, над потолком и в помещениях дизельных;
- тепловые пожарные извещатели, устанавливаемые в пожароопасных помещениях;
- ручные пожарные извещатели, устанавливаемые на выходах из модулей, маршрутах эвакуации и в ключевых точках буровой установки.

Объектами, подлежащими защите от пожара, являются все сооружения и модули буровых установок.

Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации.

Автоматизация управления технологическим процессом основана на реагировании в автоматическом управлении на изменение параметров технологического процесса или возникновения аварийной ситуации.

Оборудование оснащено контрольно-измерительными приборами и клапанным регулированием. Для контроля за отклонениями технологических параметров оборудования от нормальной работы установлены приборы, контролирующие температуру, давление, расход, уровень заполнения.

Приборы контроля и средств автоматизации и управления технологическими процессами, установленные во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, выбраны в соответствии с классом помещений, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Оповещение населения

Процедура оповещения и приведения в действие персонала, задействованного в ликвидации аварийной ситуации, следующая. Лицо, обнаружившее нефтяной или химический разлив или другой вид аварии, должно в первую очередь позаботиться о своей безопасности и безопасности своих товарищей по работе. После того как обеспечена безопасность, необходимо без промедления уведомить аварийного оператора на Тенгизе.

Аварийный оператор на Тенгизе начнет процесс приведения в действие аварийного персонала посредством уведомления супервайзера объекта, на котором произошла аварийная ситуация Супервайзер объекта наделен полномочиями приведения в действие группы ликвидации аварии на месте и обязан уведомить начальника эксплуатации объекта, на котором произошла авария.

Оповещение государственных органов о происшествиях, связанных с разливом нефти или химического вещества или других авариях 2 и 3 уровня, является обязанностью группы внутреннего контроля и аудита (ВКиА). Сотрудники группы анализируют получаемую информацию и определяют характер происшествия и соответствующие государственные структуры РК, которые подлежат оповещению. В период от 1 часа до суток

государственные органы, подлежащие оповещению в случае разлива, выброса и аварийной ситуации, должны быть оповещены.

В РК аварийные ситуации делятся на три типа: производственные аварии категории I, производственные аварии категории II, а также производственные неполадки. В зависимости от типа аварии в ТШО определены государственные органы и контактные лица, которые оповещаются в случае возникновения аварийной ситуации. Консультант от ТШО по вопросам связи с правительством и общественностью отвечает за выявление и решение вопросов, имеющих отношение к связи с правительством и общественностью, а также за исполнение назначенных заданий по организации и управлению деятельностью по связи с правительством и общественностью.

6.8.2. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий

В ТШО для ликвидации аварийных и кризисных ситуаций создана специальная система - СЛАКС. В рамках данной системы термин «авария» означает любое происшествие, аварию или чрезвычайную ситуацию, которая приводит к временному останову производства, оказывает неприемлемое воздействие на людей, окружающую среду или является причиной нанесения ущерба активам, в результате чего требуется проведение операций по ликвидации аварии или действий по ликвидации кризисной ситуации.

В состав организационной структуры системы ликвидации аварийных и кризисных ситуаций ТШО (ОС СЛАКС) входят группы ликвидации аварии на месте (группы ЛАМ), группы управления аварийными ситуациями (ГУАС) уровня 2 и уровня 3, и группа управления кризисными ситуациями (ГУКС). Данные группы укомплектованы персоналом компании и подрядных организаций, выполняющих работы на территории Казахстана. При необходимости, к работе данных групп может быть привлечен персонал и ресурсы, предусмотренные соглашениями о взаимопомощи между ТШО и иными организациями, а также из группы «Шеврон» по ликвидации аварийных ситуаций (например, персонал группы консультативной поддержки и обеспечения ресурсами, группы «Шеврон» по ликвидации аварийных ситуаций, персонал специализированных групп и региональных групп), а также ресурсы подрядных организаций, находящихся как на территории Казахстана, так и за его пределами.

Комплексный план ликвидации аварийных и кризисных ситуаций

В ТШО разработан и действует Комплексный план ликвидации аварийных и кризисных ситуаций (КПЛАКС). Данный план распространяется на все объекты ТШО на Тенгизе и в Атырау, а также на участки и дороги, находящиеся под оперативным контролем ТШО, а также строительные участки Крупных Капитальных Проектов (здесь и далее – ККП), которые находятся вне оперативного контроля ТШО.

Операции по ликвидации аварии на месте аварии выполняются одной или несколькими группами ликвидации аварии на месте (группами ЛАМ), в состав которых входит персонал объекта или участка, на котором произошла авария, действующий либо самостоятельно, либо совместно с персоналом пожарно-аварийной службы.

Суперинтендант объекта, на котором произошла аварийная ситуация, ведет непосредственное наблюдение за ситуацией, чтобы определить, существует ли необходимость приведения в действия в полном составе или частично ГУАС уровня 2.

С момента привлечения ГУАС уровня 2 к выполнению операций по ликвидации аварии, руководитель ликвидации аварии и начальник секции планирования рассматривают возможные последствия аварийной ситуации, чтобы определить следующее:

- возможные последствия для персонала, пропавшего без вести;
- необходимость начать или расширить действия по перемещению персонала на пункты сбора;
- необходимость приведения в действие координаторов по пунктам сбора;
- необходимость эвакуации персонала с пунктов сбора;
- вероятность усугубления аварийной ситуации;
- вероятность распространения воздействия аварийной ситуации;
- необходимость останова оборудования с целью изоляции источника;
- необходимость в привлечении дополнительных ресурсов;
- необходимость приведения в действие ГУАС уровня 3.

Цели, которые обычно применимы к ведению операций по ликвидации аварии ГУАС уровня 2, заключаются в следующем:

- неукоснительное применение всех требуемых мер и процедур по технике безопасности с целью защиты персонала, задействованного в ликвидации аварии, от воздействия опасных химических и физических факторов;
- снижение до минимума воздействия опасных факторов на персонал, не задействованный в ликвидации аварии, и население;
- обеспечение максимальной безопасности и хорошего самочувствия персонала, находящегося на пунктах сбора;
- локализация источника аварии в кратчайшие сроки;
- сведение к минимуму распространения разлива;
- очистка территорий, которые подверглись воздействию разлива, экологически приемлемыми методами.

При приведении в действие ГУАС уровня 3 Тенгиз / Атырау, руководитель ликвидации аварии, специалисты, начальники секций и руководитель группы ООС (только Тенгиз) выполняют оценку возможных последствий аварийной ситуации, чтобы определить следующее:

- необходимость ведения операций по ликвидации аварии круглосуточно;
- как долго продлится проведение операций по ликвидации аварии;
- какое количество персонала потребуется для проведения операций по ликвидации аварии;
- если имеется пропавший без вести персонал, то каково может быть предположительное состояние персонала после их нахождения;
- существует ли угроза усугубления условий, которые возникли в связи с существующими опасными факторами на месте аварии;
- имеется ли в ГУАС уровня 3 Тенгиз / Атырау потенциал, необходимый для оказания медицинской помощи пострадавшим во время аварии и / или при проведении операций по ликвидации аварии;
- имеется ли в ГУАС уровня 3 Тенгиз / Атырау потенциал, необходимый для оказания помощи персоналу и / или работникам компании/их семьям в вопросах, связанных с аварийной ситуацией;
- сколько потребуется времени для того, чтобы установить контроль над источником;
- сколько времени потребуется для сбора разлива;

- каково будет распространение разлива до того, как будет произведена его локализация;
- будет ли в результате аварии оказано воздействие на природоохранные зоны, культурные ценности, экономически уязвимые ресурсы; если да, то, каков будет возможный характер воздействия и степень воздействия?
- проявляют ли правительственные круги повышенный интерес к аварийной ситуации;
- станет ли аварийная ситуация причиной останова производственного процесса и, если да, то на какой срок.

Рекомендуется, чтобы официальный анализ возможных последствий аварийной ситуации проводился в возможно кратчайшие сроки, до или сразу же после проведения первоначального совещания по оценке ситуации ГУАС уровня 3.

Стратегические цели ГУАС уровня 3 Тенгиз / Атырау, которые обычно применимы к операциям по ликвидации аварии, включают следующее:

- неукоснительное применение всех инструкций и процедур по технике безопасности, действующих в ТШО, с целью обеспечения защиты персонала, задействованного в ликвидации аварии, от воздействия опасных химических и физических факторов;
- снижение до минимума воздействия на персонал, не задействованный в ликвидации аварии, и население опасных факторов, возникших в результате аварии или в результате проведения операций по ликвидации аварии;
- обеспечение максимальной безопасности и хорошего самочувствия персонала, находящегося на пунктах сбора;
- локализация источника аварии в кратчайшие сроки;
- сведение к минимуму распространения разлива / выброса;
- обеспечение максимальной защиты уязвимых экологических, социальных, экономических ресурсов и культурных ценностей;
- очистка территорий, которые подверглись воздействию, экологически приемлемыми методами;
- выполнение утилизации отходов методами, позволяющими предотвратить вторичное воздействие на окружающую среду;
- участие в разработке опережающих планов;
- максимальное обеспечение эффективности проведения операций по ликвидации аварии путем своевременного предоставления ресурсов, необходимых для проведения операций по ликвидации аварии / оказания поддержки при проведении операций по ликвидации аварии.

На начальной стадии проведения операции по ликвидации аварии на месте руководителем ликвидации аварии разрабатывается первоначальный опережающий план действий по ликвидации аварии и в основном охватывает период от нескольких минут до нескольких часов с начала проведения операций по ЛА, в котором определены задания, которые необходимо выполнить для решения проблем. По мере разворачивания действий в рамках заданий и определения новых заданий, они должны быть дополнительно включены в план руководителем ликвидации аварии на месте ТШО и/или руководителем ЛАМ, возглавляющим действия персонала местных служб, задействованных в ликвидации аварии.

Период времени, на который разрабатывается опережающий план действий по ликвидации аварии, называется следующий оперативный период (СОП). Длительность СОП может быть различна, но обычно она составляет период времени от 12 до 24 часов.

Аварийные ситуации, для ликвидации которых требуется более двух дней, считаются сложными аварийными ситуациями, когда возникает необходимость интенсивного использования ресурсов, и которые требуют высоких затрат. Длительное ведение операций по ликвидации аварии рассматривается как проект, для выполнения которого может потребоваться разработка укрупненного плана, который называется общим планом.

В общем плане определены основные задания, которые необходимо выполнить вплоть до завершения операций по ликвидации аварии, длительность выполнения заданий, а также основное оборудование и людские ресурсы, необходимые для выполнения заданий в установленный период.

Общий план разрабатывается на основе прогнозирования ситуации. Отличие заключается в том, что для составления общего плана используется прогноз на период до окончания проведения операций по ликвидации аварии, а для составления опережающего плана действий по ликвидации аварии используется прогноз на период до окончания СОП. План используется как основа для всех последующих разрабатываемых опережающих планов действий по ликвидации аварии. При внедрении общего плана его обновление производится ежедневно.

Для ликвидации аварии создаются:

- Командный пункт на месте аварии, где осуществляется организация и управление всеми тактическими операциями. На командном пункте должен находиться персонал группы поддержки руководителя ликвидации аварии на месте ТШО и. руководитель ЛАМ, осуществляющий командование местным персоналом, задействованным в ликвидации аварии.
- Штаб ликвидации аварии (ШЛА) ГУАС уровня 2 и ГУАС уровня 3 обычно расположены за пределами места аварии. Таким образом, ШЛА и командный пункт на месте аварии являются различными объектами. ШЛА ГУАС является местом работы стратегических групп и выполнения стратегических заданий. В ШЛА ГУАС обычно находятся руководитель ликвидации аварии и члены ГУАС.
- Районы сосредоточения ресурсов, задействованных в ликвидации аварии. При проведении операций по ликвидации аварии может быть выполнено устройство нескольких районов сосредоточения.
- Аварийная база: место, откуда предпринимаются основные действия по материально-техническому обеспечению и предоставлению услуг. Обычно аварийная база является местом, где размещается резервное оборудование.
- Лагерь, оборудованный для пребывания и отдыха персонала, задействованного в ликвидации аварии, где хранятся запасы продуктов питания и воды.
- Вертолетная база для стоянки вертолетов, используемых при проведении операций по ликвидации аварии, где осуществляется их заправка, техническое обслуживание и погрузка ресурсов в вертолеты.
- Вертолетная площадка для безопасного приземления и взлета вертолетов.

План по ликвидации нефтяных и химических разливов

«План по ликвидации нефтяных и химических разливов» был разработан для управления готовностью к нефтехимическим выбросам на территории ТШО и железнодорожного подъездного пути ТШО. Он содержит следующую основную информацию:

- инструкции оповещения и информирования руководства ТШО, государственных органов и населения, с закреплением ответственных лиц;
- места размещения объектов ТШО, где возможны разливы нефти;
- инструкции по приоритетному предоставлению каналов и сетей связи органу, осуществляющему ликвидацию нефтяных разливов;
- анализ ситуаций возможного нефтяного разлива с указанием площади и вероятного распространения разлива на основе компьютерного моделирования;
- карты размещения населенных пунктов, чувствительных природных объектов, мест хранения и удаления добытой нефти и нефтяных отходов;
- места размещения и типы оборудования, транспортных средств, материалов, персонала, и методики работ по ликвидации нефтяных разливов;
- расчет времени, необходимого для начала работ и ликвидации нефтяных разливов;
- графики обучения персонала и проведения учений;
- списки должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации;
- мер реагирования на нефтяные разливы;
- распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий.

РАЗДЕЛ 7. МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ И СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

В ТШО действует система организации работ по охране здоровья, технике безопасности и защите окружающей среды, в которой установлен системный подход к обеспечению охраны здоровья, труда и окружающей среды. Данная система направлена на то, чтобы управлять, сокращать и предотвращать риски, связанные с основными источниками опасности проекта развития месторождения.

С 2000 года ТШО инвестировано свыше 487,9 млрд тенге на природоохранные мероприятия, которые привели к сокращению сжигания газа на факелах и выбросов в атмосферный воздух, улучшению качества очистки сточных вод и увеличению объемов повторного использования воды.

Благодаря осуществлению вышеуказанных инвестиций ТШО в период с 2000 по 2022 годы сократил выбросы в атмосферу с 8,3 кг до 2,07 кг на тонну добытой нефти, что составило 75% снижения, а сжигание газа на факельных системах сокращено на 57% с 2018 года. Также, было устранено рутинное сжигание попутного газа, что привело к показателю утилизации газа более 99%. Тем самым, 99% добытого газа отправляется на продажу и используется для внутренних нужд компании. Применение факельных систем осуществляется только для обеспечения безопасной эксплуатации заводов или при особых эксплуатационных условиях (например, во время запуска нового оборудования, техобслуживания, ремонта, а также при остановах и сбоях технологического оборудования) для предотвращения выбросов в атмосферу.

Инвестиции в проекты по рациональному водопотреблению и водоотведению, а также применяемые наилучших доступных технологий по очистке сточных вод позволили ТШО достичь высоких результатов в повторном использовании воды. По состоянию на конец 2022 года на объектах Тенгиза используется повторно порядка 2,5 млн $м^3$, что составляет 49% воды. Высокие показатели по водопотреблению были достигнуты благодаря капитальным вложениям на строительство КОС/ПИВ ТШО.

В рамках действующего на 2023 год плана природоохранных мероприятий, ТШО выполняет Проект по сокращению эмиссий на резервуарном парке нефти. Этот проект предусматривает проведение работ по замене природного газа, используемого в качестве газовой подушки на трех резервуарах на азот, что позволит сократить выбросы примерно на 14% от данных источников. Реализация проекта планируется в установленные сроки.

Ниже приводится перечень общих природоохранных мер, позволяющих снизить воздействие на компоненты окружающей среды при разработке месторождения Тенгиз. Отметим, что основные усилия ТШО по поддержанию достигнутых результатов обеспечиваются путем повышения надежности и безопасной эксплуатации оборудования.

- соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, а также внутренних документов и стандартов компании ТШО;
- применение безопасных и международно-принятых техник и технологий добычи и переработки нефти и газа;
- использование высокотехнологичного оборудования и техники, соответствующих наилучшим доступным техникам;
- обеспечение технологического контроля за соблюдением технического регламента и эксплуатационных характеристик оборудования;
- проведение регулярного планово-предупредительного ремонта оборудования, согласно утвержденного плана-графика ТШО;

- наличие резервного оборудования, для реагирования в случае возникновения нештатной ситуации;
- эффективное управление потребляемых ресурсов (вода, электроэнергия, топливный газ и т.п.);
- обеспечение контроля за выбросами и сбросами в окружающую среду для более оперативного реагирования;
- рациональное использование водных ресурсов; охрана атмосферного воздуха; снижение объемов образования, повторное использование, переработка отходов в соответствии с наилучшими международными практиками;
- выполнение работ в пределах выделенного земельного отвода.

Производственный экологический контроль и мониторинг является неотъемлемой частью природоохранных мероприятий. Проведение мониторинга позволяет своевременно выявить потенциальные изменения в окружающей среде и оценить эффективность предусмотренных и осуществляемых мероприятий по охране окружающей среды. Предложения по проведению программы мониторинга воздействия представлены в Разделе 8 настоящего Отчета.

Согласно результатам Комплексного технологического аудита, проведенного в 2021 году НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» было определено, что на технологических объектах ТОО «Тенгизшевройл» внедрено более 60 НДТ, как в области общих технологий добычи нефти и газа, так и в области охраны окружающей среды и энергоэффективности. Также, на основании экспертной оценки технологий по добыче нефти и газа, переработке нефти и газа, производства электроэнергии и тепла ТОО «Тенгизшевройл», НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» констатировал потенциальное соответствие технологии предприятия принципам наилучших доступных технологий и собственно НДТ из российских и европейских справочников ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа», иных ИТС НДТ и европейских BREFs, кроме того, ряд технологий на предприятии имеют уникальные характеристики.

В целях исполнения законодательных требований по контролю и учету выбросов, ТШО планирует поэтапную установку в 2023-2025 гг. автоматизированных систем мониторинга выбросов в окружающую среду на следующих производственных объектах: КТЛ, ЗВП, ЗСГ включая вспомогательные ГТЭС и др. АСМВ устанавливается согласно «Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля»: на дымовых трубах, валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу 500 и более тонн в год от одного источника; для источников на станциях, работающих на топливе, за исключением газа, с общей электрической мощностью 50 МВт и более, для котельных с тепловой мощностью 100 Гкал/ч и более; для источников энергопроизводящих организаций, работающих на газе, с общей электрической мощностью 500 МВт и более, для котельных с тепловой мощностью 1200 Гкал/ч и более. Предусматривается проведение ранних строительных работ, включающих подготовительные работы, установку фундаментов, опорных конструкции (там, где требуется), выполнение врезок. Установка оборудования и завершение строительства будет вестись поочередно с поэтапным вводом в эксплуатацию оборудования АСМВ. Проектируемые АСМВ будут транслировать показания от приборов всех объектов ТШО каждые 20 минут на портал соответствующего контролирующего государственного ведомства;

Ряд программ и природоохранных мер, реализуемых действующим производством ТШО, соответствуют Типовому перечню мероприятий по охране окружающей среды

(Приложение 4 к ЭК РК) и позволяют в настоящее время снижать воздействие на окружающую среду. Аналогичные меры будут приниматься при дальнейшей разработке месторождения. Ниже приводятся рекомендуемые к реализации мероприятия по отдельным компонентам, направленные на снижение воздействия планируемой деятельности на окружающую среду.

7.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ

Для дополнительного снижения воздействия от намечаемой деятельности, представленной продолжением промышленной разработки месторождения Тенгиз, на атмосферный воздух настоящим Отчетом предусмотрен ряд технических и организационных мероприятий. К ним относятся:

- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, а также внутренних документов и стандартов предприятия.
- Применение наиболее современных технологий, высокопроизводительного и эффективного оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы безопасности и охраны окружающей среды.
- Соответствие параметров применяемых машин, оборудования, транспортных средств в части состава отработавших газов в процессе эксплуатации установленным стандартам и техническим условиям предприятия-изготовителя.
- Применение на месторождениях герметизированной системы сбора и транспортировки нефти, исключающей разливы и потерю углеводородного сырья.
- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов.
- Защита оборудования и трубопроводов от коррозии и от повышения давления.
- Ежедневный контроль и диагностика оборудования и трубопроводов на объектах для своевременного обнаружения утечек и газовыделений (системы аварийного оповещения и связи, контроля воздуха).
- Контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами.
- Обратная закачка добываемого газа в коллектор месторождения, как часть системы повышения пластового давления и альтернативного способа утилизации газа, без необходимости ее переработки, а, следовательно, уменьшения нагрузки на установки по очистке газа и производству элементарной серы.
- Снижение выбросов сернистых компонентов, в частности сероводорода в атмосферу путем их дожига в термоокислителях, работающих на топливном газе.
- Проведение ежегодных капитальных ремонтов на заводских объектах для обеспечения надежности и безопасной эксплуатации оборудования, с целью поддержания показателей по выбросам на текущем уровне.
- Вытеснение продукции с трубопроводных линий с использованием азота. Этот метод позволяет существенно снизить объем сжигания на факелах Промысла.
- Проверка объектов ТШО на утечки через запорно-регулирующую арматуру и предохранительные клапаны в факельную систему для минимизации объемов сжиганий на факелах.
- Систематическое орошение водой площадок строительства (эффективность снижения выбросов пыли – 50%), полив дорог для снижения пылеобразования при земляных, планировочных работах и при передвижении транспортных средств.

- Системы сухого подавления выбросов NOx (регулирование соотношения воздух/топливо, ступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымового газа, ввод инертных разбавителей для снижения концентрации азота в дымовых газах, избирательное каталитическое восстановление NOx до азота, низкотемпературное окисление NOx, контроль и мониторинг за процессом горения, использование специальных горелок). Технология применяется при эксплуатации газовых турбин.
- Применение факельного сжигания только в вынужденных ситуациях или при особых эксплуатационных условиях (например, во время запуска нового оборудования, техобслуживания, ремонта, а также при остановах и сбоях технологического оборудования) для минимизации выбросов в атмосферу.
- На устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование.
- Все предохранительные клапаны, используемые на линиях с содержанием H_2S, выведены в факельные коллекторы для безопасного сжигания на факельных установках и предотвращения утечек в окружающую среду.
- Для перекачки жидкостей (нефть, конденсат), содержащих H_2S, используют насосы с двойным торцевым уплотнением вала для минимизации утечек в окружающую среду.
- Для снижения выбросов NO_x в процессе сгорания топлива, газовые турбины ЗСГ и ЗВП оснащены специальной системой управления топливом (Dry Low NOx).
- Использование резервуаров с плавающей крышей на Резервуарном парки нефти (РПН) для хранения и отгрузки экспортной нефти.
- Использование термических окислителей для сжигания паров нефти, унесенных с ж/д цистерн во время налива.
- Системы управления и контроля за эксплуатацией резервуаров, обнаружения утечек и переливов.
- В настоящее время для снижения испарения углеводородов и для предотвращения образования взрывоопасной газовоздушной смеси в резервуарах с товарной и некондиционной нефтью в качестве «газовой подушки» используется топливный газ собственного производства, в перспективе оператором объекта предполагается реализация проекта сокращения эмиссий за счет замены топливного газа на азотную подушку (детали см. ниже).
- Технология аминовой очистки хвостового газа, содержащих сероводород с блоком регенерации амина.
- Проведение регулярного мониторинга эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух в целях контроля соблюдения установленных нормативов допустимых выбросов, согласно Программе производственного экологического контроля.
- Эксплуатация ТГТЭС-3 в режиме TAG-mode, при котором отходящие дымовые газы с газовых турбин Frame 9 направляются на теплоутилизационные парогенераторы (ТУПГ) для выработки на них пара и воды. Данный режим работы ГТЭС-3 предполагает значительное сокращение выбросов ЗВ, образующихся в процессе производства электроэнергии и пара для производственных нужд завода.

Перечисленные выше технические и организационные мероприятия по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу соответствуют Типовому перечню мероприятий по охране окружающей среды и свидетельствуют о должном уровне внимания оператора объекта к вопросам охраны окружающей среды.

Применение воздушных фильтров для улавливания частиц не являются подходящей технологией контроля загрязнения для источников выбросов в атмосферу на объектах нефтегазовой промышленности. Подобные фильтры обычно используются в промышленности, где используется сжигание угля для выработки электроэнергии или производствах по подготовке песчано-гравийных смесей. Проведенный анализ мировой практики показал отсутствие широкого применения установок фильтрации воздушных эмиссий с использованием: угольных и рукавных фильтров, скрубберов и циклонов, ввиду того что технологически они не отвечают нуждам нефтегазовых предприятий.

На данный момент, в рамках действующего плана природоохранных мероприятий, ТШО выполняет Проект по сокращению эмиссий на резервуарном парке нефти. Этот проект предусматривает проведение работ по замене природного газа, используемого в качестве газовой подушки на трех резервуарах на азот, что позволит сократить выбросы примерно на 14% на данных 3 источниках выбросов. Реализация проекта планируется к осуществлению в запланированные и установленные сроки.

Реализация предложенных мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволит обеспечить соблюдение качества атмосферного воздуха, соответствующее нормативным критериям, и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн при эксплуатации оборудования в ходе проведения проектируемых работ.

7.2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ

Для предотвращения загрязнения геологической среды, а также поверхностных и подземных вод, а также для целей рационального водопользования при разработке месторождения Тенгиз предусматриваются следующие мероприятия:

- Экономия свежей воды на объектах ТШО реализуется за счет системы оборотного водоснабжения и повторного использования воды, а также путем проведения технических мероприятий по рациональному использованию водных ресурсов.
- Повышение осведомленности о рациональном водопользовании среди сотрудников ТШО и подрядных организаций.
- Обеспечение установки оборудования с низким расходом воды и приборов учета в целях сбережения водных ресурсов.
- Регулярный мониторинг и оценка лимитов использования питьевой воды всеми потребителями.
- Использование комплексных очистных сооружений, включающих механическую очистку бытовой сточной воды (предварительная очистка), биологическую очистку с использованием активированного ила и доочистку очищенной сточной воды на микрофильтрах, с последующей дезинфекцией (хлорирование).
- Рециркуляция и последующая доочистка очищенной бытовой сточной воды до качества технической воды с помощью процесса обратного осмоса на сооружениях ПИВ.
- Совершенствование процесса сепарации нефтепродуктов/воды перед началом подачи на установку очистки воды и разделения потоков.
- Технология очистки пластовой воды от сероводорода после удаления остатков нефти на У-800.1/2 КТЛ и У-800 ЗВП.
- Проведение своевременного технического обслуживания, ремонта или замены оборудования и комплектующих запасных частей структуры по водоснабжению и

водоотведению, и при необходимости, улучшение надежности водоочистных сооружений.

- Отслеживание состояния работ систем очистки сточных вод и при обнаружении отклонений от установленного технологического процесса своевременное проведение мероприятий для приведения процесса в рабочий режим.
- Мониторинг системы сточных вод: вести учет объёмов и анализ нормативов, отводимых сточных вод в накопители, проводить отбор проб для контроля за процессом очистки сточных вод.
- Использование буровых растворов с пониженной плотностью и водоотдачей, при бурении добывающих и нагнетательных скважин для предотвращения репрессии на стенки скважины, в зонах возможных поглощений.
- Обеспечение условий, исключающих поступление бурового раствора в водоносные горизонты, гидравлически связанные с подземными водами, которые могут быть использованы для хозяйственно-питьевого водоснабжения.
- Применение практики заглубления башмака эксплуатационной и технической колонн в водонепроницаемые породы и их цементирования на всю длину, для достижения надежной герметизации ствола скважины, с целью разобщения водоносных горизонтов, содержащих подземные воды, отличающиеся по качественной характеристике, для предотвращения загрязнения недр и подземных вод.
- Соблюдение установленного порядка приостановления прекращения нефтяных операций консервации и ликвидации объектов недропользования.
- Предотвращение открытого фонтанирования поглощения промывочной жидкости грифонообразования обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки освоения и последующей пробной эксплуатации скважин.
- Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности будут обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.
- Надёжную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу.
- Предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов сохранение их естественного состояния при вскрытии креплении и освоении.
- Строгое соблюдение и контроль устьевого давления для недопущения гидроразрыва пласта, приводящего к сообщаемости продуктивных пластов с вышерасположенными пластами.
- Захоронение стоков посредством их закачки в глубокие горизонты является наилучшей доступной технологией для обеспечения охраны окружающей среды от вредного воздействия стоков.
- Моделирование скорости распространения стоков для контроля области влияния.
- Главным условием экологической безопасности полигона закачки является неукоснительное соблюдение требований правил крепления разведочных, эксплуатационных и наблюдательных скважин, производства опытно-фильтрационных работ.
- Надежная изоляция и разобщение водоносных горизонтов при высоком качестве цементирования - залог отсутствия заколонных перетоков, что в сочетании с наличием в кровле эксплуатационного горизонта, выдержанного водоупора является

гарантией невозможности проникновения промстоков даже в буферный горизонт, не говоря уже о вышележащих объектах.

- Контроль состояния геологической среды (гидродинамический контроль – оценка состояний полей напоров в поглощающих пластах и контролируемых горизонтах; гидрохимический контроль – определение изменений состава пластовых вод, компонентов сточных вод и физико-химических показателей коллекторов; геофизический контроль – оценка изменений физических полей в недрах, включая температурное поле, сопротивлений жидкостей, сейсмических эффектов) и другие мероприятия.

7.3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

К основным мероприятиям, обеспечивающим уменьшение воздействия на окружающую среду образующихся на предприятии отходов производства и потребления, относятся:

- Уменьшение образования отходов у источника, в том числе посредством планирования на этапе проектирования/оптимизации рабочих процессов, методов закупки, правильного выбора и замены материалов и химических веществ.
- Минимизация образования отходов путем получения вторичного сырья за счет раздельного сбора некоторых видов отходов.
- Предотвращение смешивание различных видов отходов разного уровня опасности путем ведения строгой сортировки отходов на источнике.
- Увеличение объема перерабатываемых отходов, выявление новых видов отходов, подлежащих переработке.
- Переработка отходов с использованием современного оборудования, как собственного, так и подрядных организаций.
- Проведение мониторинга за системой управления отходами на всех этапах работ и другие мероприятия.

7.4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗМЕЩАЕМОЙ СЕРЫ

Для снижения воздействия размещаемой серы проектом предусмотрен ряд мероприятий:

- Закачка высокосернистого газа обратно в пласт для поддержания пластового давления для снижения объемов образования и размещения серы.
- Реализация серы Потребителям.
- Дегазация образующейся серы.
- Применение системы пылеподавления водой при крошении, погрузке-разгрузке комовой серы на серных картах.
- Использование датчиков обнаружения сероводорода у основания разливочных башен, на территории серных карт и в других местах, где существует опасность загазованности и пожара.
- Использование специальной дренажной системы для сбора дождевой и талой воды на серных картах, сбора стока воды, использованной для пылеподавления.
- Проведение мониторинга объектов размещения серы.
- Учет образования и движения серы и другие мероприятия.

7.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЫ И РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

Для эффективной охраны почвенного и растительного покрова от загрязнения и нарушения рекомендованы следующие мероприятия:

- Регламентирование работ, при проведении которых имеется вероятность загрязнения почвенного и/или растительного покрова.
- Защита земель от загрязнения химическими веществами, захламления и других негативных воздействий.
- Использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием.
- Хранение топлива, смазочных материалов и других химикатов в герметичных емкостях.
- Исключение проливов химических вещества, ГСМ и своевременная их ликвидация.
- Системы управления и контроля за эксплуатацией резервуаров, трубопроводов, своевременное обнаружение утечек и переливов.
- Постоянная проверка транспортных средств на утечки топлива, смазочных материалов, гидравлической жидкости и других жидкостей.
- Выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф.
- Восстановление земель, нарушенных при проведении ремонтных работ, бурении скважин на этапе эксплуатации.
- До начала работ, связанных с нарушением земель, снятие плодородного слоя почв (в случае его наличия) и обеспечение его сохранения и использования в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель.
- Проведение мониторинга состояния почв.
- После завершения использования земель проведение рекультивационных работ, способствующих созданию благоприятных условий для естественного восстановления почвенного и растительного покрова и другие мероприятия.

7.6. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

Основные мероприятия по снижению отрицательного воздействия на животный мир должны включать:

- Применение безамбарной технологии при бурении, запрет на размещение в открытом виде углеводородов и нефтешламов, что предотвращает гибель птиц вследствие их увязания в них.
- С целью снижения потенциальной опасности для птиц новые линии электропередач должны быть оснащены птице-защитными устройствами, предотвращающими гибель птиц от ударов электротоком.
- Исключение несанкционированных проездов вне дорожной сети, что снижает воздействие на прилегающие местообитания.
- Снижение активности передвижения транспортных средств ночью.
- Строгое соблюдение скоростного режима движения по дорогам, что снижает риск гибели животных, пересекающих их.
- В случае обнаружения гнезд птиц в пределах закрепленных территорий, относящихся к редким и находящимся под угрозой исчезновения, обеспечивается их охрана.

- Осуществление постоянного учета присутствия редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных с целью выявления и недопущения действий, которые могут привести к гибели, сокращению численности таких видов (в соответствии со статьёй 257 ЭК). Осуществление обследования электрических сетей для выявления их негативного влияния на редких и находящихся под угрозой исчезновения птиц (в соответствии со статьёй 246 ЭК).
- Создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты, поддержание в чистоте прилегающих территорий.
- Ограничение доступа на территорию месторождения для предотвращения вероятности охоты и незаконного изъятия животных.
- При выполнении работ, связанных с нарушением земель, работы производятся строго в пределах выделенного земельного участка (в соответствии со статьёй 238 ЭК). Таким образом предотвращается прямое воздействие на природные ареалы растений и диких животных, расположенные вокруг территории работ.
- Рациональное использование отведённых земельных участков, использование их по целевому назначению, а также своевременный возврат земельных участков минимизирует негативное воздействие на среду обитания животных и их биоразнообразие.
- После завершения использования земель проведение рекультивационных работ, способствующих созданию благоприятных условий для естественного восстановления среды обитания животных.
- Мониторинг редких видов животного мира на мониторинговых площадках с целью исключения воздействия на краснокнижные виды животных на дальнейших этапах реализации проектных решений и другие мероприятия.

7.7. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий недропользования в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК сопровождается значительными финансовыми затратами, что обуславливает создание специального фонда уже в ходе эксплуатации месторождения. Согласно статье 55, Кодекса РК «О недрах и недропользовании» ликвидация проводится за счет недропользователя. Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий недропользования осуществляется в пользу Республики Казахстан. Исполнение недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования обеспечивается залогом банковского вклада.

Ликвидация последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан, и подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния.

В сентябре 2021 г. Министерство Энергетики РК подтвердило, что гарантии о выполнении обязательств ТОО «Тенгизшевройл» по обеспечению ликвидации последствий недропользования, которые были предоставлены в целях выполнения требований законодательства Республики Казахстан являются надлежащими гарантиями и соответствуют требованиям, установленным в действующем законодательстве Республики Казахстан.

РАЗДЕЛ 8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Мониторинг воздействия осуществляется для определения состояния окружающей среды в зонах воздействия. Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях: 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения; 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов; 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Комплекс мониторинговых наблюдений должен включать исследования, охватывающие все объекты абиотической и биотической среды, которые могут подвергаться непосредственному воздействию при разработке месторождения Тенгиз.

При подготовке данного Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Тенгиз рекомендуется в дальнейшем проводить мониторинг воздействия на месторождении согласно актуальной на соответствующий год «Программе производственного экологического контроля для объектов ТОО «Тенгизшевройл» с учетом поэтапной разработки месторождения.

При вводе в эксплуатацию новых объектов будет сохранена преемственность осуществляемых мониторинговых наблюдений (с необходимыми изменениями), что позволит осуществлять систематический контроль воздействия действующего производства и проектируемых объектов на окружающую среду.

8.1. АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

С целью получения информации о качестве атмосферного воздуха и оценки возможного влияния на него производственной деятельности Компании, осуществляется мониторинг за состоянием атмосферного воздуха в пределах и на границе СЗЗ ТШО, территории производственных участков ТШО, в вахтовом посёлке ТШО и посёлке Жана Каратон.

Для наблюдения за качеством атмосферного воздуха установлены 3 категории постов: *стационарные, маршрутные, передвижные*:

- *стационарные посты* – в пределах и за границей СЗЗ – автоматические станции наблюдения за окружающей средой (СНОС) – 12 станций; в в.п. ТШО (1 пост), п. Жана Каратон (1 пост);
- *маршрутные посты* – на границе СЗЗ ТШО (11 постов);
- *передвижные посты* – при подфакельных наблюдениях для отбора проб под дымовым (газовым) факелом с целью выявления зоны влияния источника (9 постов с подветренной стороны и 1 пост с наветренной стороны).

Автоматические станции наблюдения за окружающей средой

Сеть автоматических наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в зоне деятельности ТШО состоит из 12 СНОС, расположенных в пределах территории партнерства ТШО.

Наблюдения проводятся в режиме реального времени с помощью анализаторов, обеспечивающих непрерывное автоматическое измерение концентраций загрязняющих веществ: *диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), углеводородов*.

Данные мониторинга на СНОС обобщаются, анализ данных предоставляется 1 раз в квартал. Сравнение полученных результатов на СНОС 1,3,4 и 5 (которые расположены вблизи и за границами СЗЗ) проводятся со среднесуточными ПДК загрязняющих веществ в населенных пунктах, кроме сероводорода и углеводородов, на которые среднесуточные ПДК не установлены, поэтому для сравнения используются максимально разовая ПДК для

сероводорода (0.008 мг/м^3) и ОБУВ для углеводородов (50 мг/м^3). На СНОС 2, 6-12 (расположенных внутри СЗЗ) сравнение проводятся с ПДК для рабочей зоны (ПДКр.з.).

Граница СЗЗ ТШО

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха и в целях соблюдения установленных гигиенических нормативов на границе санитарно-защитной зоны ТШО установлены 11 маршрутных постов с фиксированными координатами.

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в соответствии с нормативными документами.

Продолжительность отбора проб воздуха для определения разовых концентраций загрязняющих веществ составляет 20-30 минут.

Наблюдения проводятся за типичными для данного предприятия ингредиентами: *диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), оксида углерода (CO), сероводорода (H_2S), углеводородов (CH), элементарная сера (S).*

На всех постах одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

Периодичность мониторинга – *1 раз в квартал*.

Сравнение полученных результатов проводятся с ПДКм.р. для населенных пунктов.

Подфакельные наблюдения

В целях получения информации о качестве атмосферного воздуха и оценки возможного влияния источников выбросов основных производственных объектов проводятся подфакельные наблюдения.

- 1 пост с наветренной стороны на расстоянии 16 км во всех направлениях, кроме запада (на западе - 8-10 км в зависимости от доступности проезда);
- 9 постов с подветренной стороны на расстоянии 0,5, 1, 2, 3, 4, 6, 8, 10, 15 км.

Для проведения наблюдений пробы отбираются под осью факела на пересечении радиальных прямых, и линий, огибающих промплощадку КТЛ. Фактические посты размещения по каждой подфакельной пробе будут определяться по координатам, с использованием оборудования системы глобального позиционирования (GPS).

Периодичность проведения замеров – *1 раз в неделю*.

Данные по подфакельным наблюдениям обобщаются *1 раз в квартал*.

Наблюдения под факелом проводятся за следующими ингредиентами: *диоксид азота (NO_2), диоксид серы (SO_2), окись углерода (CO), сероводород (H_2S), углеводороды (CH) и меркаптаны (RSH).*

Продолжительность отбора проб воздуха для определения разовых концентраций каждого ингредиента составляет 20-30 минут.

На всех постах одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

Сравнение полученных результатов проводятся с ПДК рабочей зоны (ПДКр.з.).

Населенные пункты

Мониторинг атмосферного воздуха проводится на постах, расположенных в населенных пунктах п. Жана Каратон и в вахтовом поселке ТШО.

Инструментальные замеры в населенных пунктах проводятся по полной программе (1, 7, 13 ,19 часов) на следующие ингредиенты: *диоксид азота (NO_2), диоксид серы (SO_2), оксид углерода (CO), сероводород (H_2S), углеводороды (CH).*

Одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

Периодичность мониторинга:

- ежедневно для в.п. ТШО;
- 1 раз в неделю для п. Жана Каратон.

В рамках Проекта будущего расширения предусматривается строительство нового вахтового поселка Оркен на 5000 человек, для работающих вахтовым методом. Площадка нового вахтового поселка расположена с южной стороны от существующего вахтового посёлка ТШО.

В перспективе, после ввода в эксплуатацию в.п. Оркен будут рассмотрены возможность и необходимость переноса мониторингового поста из в.п. ТШО в Оркен.

Сравнение полученных результатов проводятся с ПДК для населенных пунктов. Данные мониторинга на постах в населенных пунктах обобщаются, анализ данных предоставляется ежеквартально.

Методы проведения мониторинга воздействия

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится с применением следующих методов:

- инструментального, основанного на применении автоматических газоанализаторов;
- инструментально-лабораторного, основанного на отборе проб с последующим анализом в химических лабораториях.

Отбор и анализ проб проводится лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК.

Все технические средства, применяемые для измерения физических параметров, должны быть аттестованы, внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь методическое обеспечение.

Для оценки загрязнения атмосферного воздуха в пределах СЗЗ ТШО, применяются значения максимально-разовых ПДК для воздуха рабочей зоны (ПДКр.з.).

В случае выявления превышения по какому-либо загрязняющему веществу на границе СЗЗ ТШО, устанавливается причина превышения с определением возможных необходимых действий.

8.2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ВОДЫ

Мониторинг воздействия осуществляется для определения состояния окружающей среды в зонах воздействия. При сбросе сточных вод в накопители (пруды и поля испарения) мониторинг воздействия осуществляется за состоянием этих водных объектов. При отведении грунтовых и дренажных вод в соровые понижения осуществляется мониторинг поверхностных вод этих соровых понижений.

На участках расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл» ведется также мониторинг подземных вод для того, чтобы контролировать потенциальное воздействие этих объектов на подземные воды.

Пруды и поля испарения

Для контроля качества воды в прудах и на полях испарения, куда отводятся очищенные сточные воды объектов ТШО, периодически отбираются пробы воды из этих водных объектов, которые анализируются в аккредитованных лабораториях. Перечень наблюдаемых параметров в каждом водном объекте аналогичен составу сбрасываемых сточных вод.

При отборе проб с накопителей следует применять смешанные пробы, которые характеризуют средний состав исследуемых сточных вод. Их получают путем смешения простых проб, взятых одновременно в различных местах. Проба должна быть представительной, т.е. характеризовать средние показатели всей массы воды в накопителе.

Пробы воды из накопителей должны отбираться пробоотборниками, как правило, на глубине 0,5 м от поверхности водного объекта.

Мониторинг состояния воды в сорах

На ТШО предусмотрен мониторинг за дренажными грунтовыми водами при сбросе их в соровые понижения на следующих участках:

- Соры 1 и 2 – для сброса незагрязненной грунтовой воды после водопонижения;
- Соры 1, 2, 3, 4 (фоновое состояние воды).

Периодичность отбора проб: 1 раз в месяц.

Фоновое состояние воды в соровых понижениях

Точки отбора проб: 3 точки из соровых понижений.

Периодичность отбора проб: 1 раз в месяц.

Отбор проб воды не производится в следующих случаях:

- отсутствия проезда на точку отбора (осадки, размыв дороги);
- при замерзании воды на площадках №1 и №2 и в сорах в связи с холодными погодными условиями;
- при отсутствии сброса дренажных грунтовых вод на площадки сброса;
- при уровне воды в площадках сброса, не позволяющем отобрать пробы.

1 композиционная проба из 3 точек на площадках сброса №1, 2 и с соров №1,2,3,4. Отбор проб из сора №5 производится по заявке.

Методы проведения мониторинга. Пробы вод на выпуске сточных вод, в приемниках сточных вод и в местах отведения дренажных грунтовых вод в соровые понижения отбираются в точках, запланированных программой мониторинга. К местам отбора проб должен быть свободный доступ, обеспечивающий безопасный отбор проб в любое время года.

Отбор проб воды при проведении мониторинга состояния водных ресурсов, должен осуществляться в соответствии с требованиями СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 «Вода. Общие требования к отбору проб».

С целью получения репрезентативной пробы для воды из полей и прудов испарения необходимо отбирать композиционную (смешанную) пробу из ячеек полей и прудов испарения. Смешанные пробы характеризуют средний состав исследуемых сточных вод. Путем смешения простых проб, взятых одновременно в различных местах прудов или полей испарения, составляется единая композиционная проба. Проба должна быть представительной, т.е. характеризовать средние показатели всей массы воды на полях и в прудах испарения.

Анализы проб проводятся лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК. Условия отбора, типа и объема тары, консервации, хранения и транспортировки проб определяются лабораторией и производятся в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 «Вода. Общие требования к отбору проб».

Анализ и оценка результатов исследований должны проводиться в соответствии с требованиями Экологического и Водного кодексов, Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду и согласованным госорганами проектом ПДС.

Поскольку регион размещения объектов ТШО характеризуется высокой аридностью климата и засоленностью почв, то понятно, что фоновые воды соров сильно минерализованы и не могут использоваться для хозяйственных целей. Поэтому сравнение с $ПДК_{к-б}$ и $ПДК_{р.х.}$ не корректно. В качестве экологических нормативов качества вод соров могут использоваться средние значения концентраций химических веществ, определенные в данных водных объектах за последние 3 года.

Государственный контроль при выполнении работ осуществляется в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан.

8.3. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ

Мониторинг воздействия на подземные воды включает наблюдения за уровенным режимом и качеством подземных вод на участках расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл».

Мониторинг должен включать краткую оценку состояния территории в районе расположения скважин, которая необходима для своевременного выявления участков загрязнения, являющихся источниками воздействия на грунтовые воды, измерение глубины залегания подземных вод и температуры, прокачку скважин, отбор проб и лабораторные исследования.

Скважины мониторинговой сети расположены на территории основных технологических объектов. Наблюдения предусматриваются на 20 участках производственного назначения, непосредственно участвующих в добыче, сборе, подготовке, транспортировки нефти и газа, получении серы и ее складировании, вспомогательных подразделений, обслуживающих основное производство, а также на участках полигонов и полей испарения.

Согласно п. 12 ст. 224 Экологического кодекса РК «В районе, где производится закачка отработанных вод в поглощающие скважины, за счет водопользователя должны быть организованы систематические лабораторные наблюдения за качеством воды в ближайших скважинах, родниках, колодцах в соответствии с программой производственного экологического контроля». Наблюдательный фонд полигона закачки сточных вод состоит из 7 скважин, из которых три наблюдательные скважины Т-7НТ, Т-11НТ, Т-12НТ оборудованы на основной эксплуатационный резервуар закачки. Скважины Т-2НТ и Т-6НТ – оборудованы на вышележащий неокомский песчаный резервуар, скважина Т-5НТ – оборудована на нижележащий песчаный резервуар. Скважина Т-4НТ оборудована на альб-сеноманский водоносный горизонт с целью ведения мониторинга за буферным горизонтом, наблюдения за скважиной начаты с 2017 года.

Контроль состояния подземных вод в районе полигона закачки сточных вод ведется в соответствии с «Дополнением к Программе мониторинга подземных вод на полигоне захоронения промстоков Тенгизского комплекса». Наблюдения ведутся за уровнем грунтовых вод, температурой, давлением, pH. Лабораторные анализы проводятся для контроля содержания следующих компонентов: Fe общее, сероводород H_2S, взвешенные вещества, нефтепродукты, хлориды, сульфаты, азот аммонийный, Cu, Zn, Al, нитраты, нитриты. Отчет по данному Дополнению составляется отдельно, поэтому в составе данной Программы эти скважины не рассматриваются.

Для оценки качества пресных подземных вод, которые могут использоваться для хозяйственно-питьевых нужд могут служить ПДК культурно-бытового назначения («Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26). Необходимо отметить, что подземные воды на участках расположения объектов ТОО «Тенгизшевройл» высокоминерализованные, для которых по большинству ингредиентов отмечается высокое природное содержание, в связи с чем проводить сравнение с ПДК не корректно. В качестве экологических нормативов качества подземных вод могут использоваться максимальные значения концентраций химических веществ, определенные в фоновых скважинах.

Методы проведения мониторинга. Отбор проб воды при проведении мониторинга подземных вод осуществляется в соответствии с рекомендациями в «Инструкции по организации и ведению режимных наблюдений за уровнем, напором, дебитом, температурой и химическим составом подземных вод в системе Государственного мониторинга подземных вод» и требованиями СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 «Вода. Общие требования к отбору проб».

Перед отбором проб на химические анализы во всех скважинах мониторинговой сети производится прокачка скважин с целью удаления объёма застойной воды, находившейся длительное время в скважине.

При прокачке скважин используется оборудование, исключающее вторичное загрязнение проб воды. В качестве пробоотборников используются приборы, изготовленные из химически стойких к исследуемой воде материалов (фторопластовый батометр, бутылочные пробоотборники и пр.), соответствующие ГОСТ 17.1.5.04-81 («Охрана природы. Гидросфера. Приборы и устройства для отбора, первичной обработки и хранения проб природных вод»). Продолжительность каждой прокачки определяется извлечением из скважины 3-4 кратного объема воды.

Все средства измерения, обеспечивающие индикацию показателей технологического процесса, должны быть зарегистрированы в Реестре СИ РК и проходить периодическую поверку в соответствии с графиками, утвержденными руководителями предприятия, и требованиями Комитета по техническому регулированию и метрологии.

Для проверки точности проведения аналитических работ в лаборатории ТШО должен быть предусмотрен отбор контрольных проб воды, составляющий 10% в год от общего объема на тот же комплекс исследований. Контрольные пробы отбираются непосредственно после отбора основной пробы.

Анализы проб проводятся лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК. Результаты анализов записываются в Протоколы установленной формы. Условия отбора, типа и объема тары, консервации, хранения и транспортировки проб определяются лабораторией и производятся в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 515922003 «Вода. Общие требования к отбору проб».

8.4. МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПОЧВ

Мониторинг почв осуществляется в зоне воздействия производства с целью определения уровня загрязнения земель в результате прямого или косвенного попадания на поверхность или в состав почв или грунтов загрязняющих веществ, организмов или микроорганизмов, которые создают существенный риск причинения вреда окружающей среде и здоровью населения.

Расположение пробных площадок может незначительно смещаться в зависимости от состава почвенного покрова, состояния почв, близости неконтролируемых технологических объектов и прочих условий.

Состав контролируемых показателей в почвах на разных объектах неодинаков и зависит от производственной направленности объекта.

Оценка качественного состояния почв на участках производственных объектов проводится путем сравнения полученных данных с нормативными показателями (ПДК) и (или) с аналогичными показателями для почв одного таксономического ранга контрольных (фоновых) площадок.

При выявлении в результате наблюдений роста уровня загрязнения почв, или обнаружения пятен загрязнения при визуальных осмотрах, а также после аварий на объектах, необходимо проводить детальное обследование по уточнению границ распространения загрязненных земель, по определению уровня их загрязнения и организация мониторинговых наблюдений за состоянием нарушенных земель.

Периодичность наблюдений: за показателями загрязнения почв – один раз в год в период максимальных концентраций загрязняющих веществ в почве конец лета – начало осени (до выпадения осенних осадков).

Методы проведения мониторинга почв. Мониторинг почв осуществляются путем отбора проб на пробных площадках. Пробная площадка представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) прямоугольной или квадратной формы, расположенную в типичном месте характеризуемого участка территории. Наблюдательная площадка привязывается в системе координат по центру.

Процедура отбора проб почв на пробной площадке регламентируется целевым назначением и видом химического анализа.

С целью получения репрезентативной пробы по углам и диагонали (методом конверта), площадки осуществляется отбор точечных проб почв с необходимой глубины. Путем объединения и тщательного смешивания точечных проб одного горизонта (слоя) составляется средняя объединенная проба массой около 1 кг. Минимальное количество точечных проб для составления объединенной пробы – пять. Объем точечных проб должен быть одинаковым.

Отбор проб для определения поверхностного загрязнения нефтепродуктами, тяжелыми металлами и для бактериологического анализа производится с глубин 0-5 и 5-20 см, для гельминтологического анализа с глубин 0-5 и 5-10 см.

При скрытом внутрипочвенном загрязнении отбор проб осуществляется из почвенного разреза по горизонтам на всю глубину загрязнения. Пробы отбираются с зачищенной лицевой стенки разреза, начиная с нижних горизонтов.

Важным условием получения достоверного аналитического материала о степени загрязненности почв является строгое соблюдение условий, исключающих возможность загрязнения почвенных проб в процессе их отбора и транспортировки. Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК, по утвержденным методикам.

8.5. МОНИТОРИНГ ПОЛИГОНОВ ОТХОДОВ

Согласно ст. 355 Экологического кодекса РК ТШО, как оператор действующих полигонов - полигона промышленных отходов и полигона твердых бытовых отходов, расположенных на территории ТЭЦ, проводит мониторинг воздействия на окружающую среду.

При проектировании и строительстве полигонов, с целью минимизации воздействия от их эксплуатации, были соблюдены требования СНиП РК 1.04-14-2003 «Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов. Основные положения к проектированию» и СН РК 1.04-15-2002 «Полигоны для твердых бытовых отходов».

Надежность и безопасность эксплуатации полигонов обеспечивается наличием противофильтрационных экранов (гидроизоляционная защита), дренажных систем сбора фильтрата, образующегося в результате биохимического разложения отходов. Из дренажных систем фильтрат отводится в испарительные бассейны, которые также оборудованы противофильтрационными экранами.

Мониторинг фильтрата включает: на полигонах ПО и ТБО визуальное обследование территории, прилегающей к полигонам и наблюдения за уровнем фильтрата в смотровых колодцах; также на обоих полигонах – проводится наблюдения за химическим составом фильтрата.

Мониторинг потенциального воздействия фильтрата, образующегося на полигонах, на состояние подземных вод проводится по мониторинговым скважинам, расположенным на участках, контролирующих испарительные бассейны. Данные наблюдений за химическим составом фильтрата предоставляются в рамках квартальных отчетов.

Увеличение значений определяемых показателей, в подземных (грунтовых) водах в районе расположения полигонов, может служить показателем миграции фильтрата за пределы тела полигона, дренажной системы или испарительного бассейна.

Мониторинг на старом полигоне промышленных отходов

Согласно п. 3 ст. 356 Экологического кодекса РК после закрытия полигона оператор полигона проводит мониторинг выбросов свалочного газа и фильтрата (в течение 30 лет для полигонов 1 класса).

Старый полигон промышленных отходов на ТШО в настоящее время не эксплуатируется, в компании разработан и согласованы проекты закрытия и рекультивации старого полигона промышленных отходов. В настоящее время, работы по закрытию полигона проведены. Мониторинг свалочного газа и фильтрата на старом полигоне ПО будет проводиться до окончания рекультивации.

Мониторинг свалочного газа проводится в толще отходов для определения состава образуемого газа; на поверхности полигона и санитарно-защитной зоне объекта для того, чтобы выявить случаи неконтролируемого выхода газа на поверхность.

Периодичность мониторинга: 1 раз в квартал. Продолжительность отбора проб воздуха для определения разовых концентраций каждого ингредиента составляет 20-30 минут. Одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

Замеренные концентрации загрязняющих веществ сопоставляются с контрольными значениями концентраций фоновой точки.

Мониторинг фильтрата на старом полигоне ПО включает наблюдения за химическим составом фильтрата. Мониторинг потенциального воздействия фильтрата, образующегося на старом полигоне ПО, на состояние подземных вод проводится по мониторинговым скважинам, расположенным на участках, контролирующих испарительные бассейны. Увеличение значений определяемых показателей, в подземных (грунтовых) водах в районе расположения полигона, может служить показателем миграции фильтрата за пределы тела полигона, дренажной системы или испарительного бассейна.

Методы проведения мониторинга. Отбор проб фильтрата при проведении мониторинга осуществляется с учетом требований СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 «Вода. Общие требования к отбору проб».

Анализы проб проводятся лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК. Результаты анализов записываются в Протоколы установленной формы.

8.6. РАДИАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ

Радиационный контроль в рамках производственного мониторинга объектов ТШО осуществляется, как правило, силами подрядных организаций (бизнес-партнёры). При осуществлении радиационного мониторинга сторонними организациями, необходимо наличие у сторонней организации соответствующей лицензии в области использования атомной энергии.

Объектами производственного радиационного контроля являются производственные помещения, технологическое оборудование, технологические процессы, рабочие места, используемые для выполнения работ, условия труда рабочих, а также производственные отходы и металлолом.

Радиационный экологический контроль заключается в определении показателей мощности эквивалентной дозы гамма-излучения природных радионуклидов (МЭД) на расстоянии 0,1 м от поверхности замеряемых площадок, оборудования, металлолома и др.

В случае выявления превышений нормативных значений МЭД предусмотрены дополнительные исследования состояния радиационной обстановки объектов.

Методика радиационного мониторинга должна обеспечивать достоверное измерение мощности дозы гамма-излучения на расстоянии 0,1 м от поверхностей на уровне 0,1 микроГрей в час (мкГр/ч) и выше для оценки состояния радиационной обстановки на объектах компании.

8.7. МОНИТОРИНГ ПРИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Основными условиями производственной деятельности компании являются предотвращение загрязнения окружающей среды и обеспечение безопасности всех проводимых работ, что возможно лишь при соблюдении всех технологических правил и инструкций.

Возникновение нештатных (аварийных) ситуаций может привести как к прямому, так и к косвенному воздействию на окружающую природную среду.

Оценка вероятности возникновения нештатной ситуации является весьма сложной задачей, зависящей не только от надёжности технологической системы, но и от множества других факторов, отражающей взаимодействие человека и производства.

Планируемая деятельность, при выполнении проектных технологических требований, не должна приводить к возникновению аварийной ситуации, но и это не исключает возможность их возникновения. При проведении работ к возникновению нештатных ситуаций могут привести: дефекты оборудования, нарушение технологического режима операций, неисправность техники, ошибки персонала, экстремальные погодные условия и др.

Компанией ТШО разработаны и внедрены внутренние стандарты, обеспечивающие оперативное реагирование и порядок действия в период возникновения нештатных ситуаций. Протоколом действий в нештатных ситуациях в ТШО является Комплексный

план ликвидации аварийных и кризисных ситуаций (КПЛАКС) и План ликвидации аварийных и кризисных ситуаций, который является частью КПЛАКС.

В таблице 8.1 приводится перечень аварийных ситуаций, которые могут произойти на объектах ТШО или оказать воздействие на эксплуатацию объектов ТШО и, которые учтены в данном плане.

Таблица 8.1 Аварийные ситуации, которые могут произойти на объектах ТШО или оказать воздействие на эксплуатацию объектов ТШО

ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ХАРАКТЕРА	ФИНАНСОВОГО ХАРАКТЕРА	ОБЩЕСТВЕННОГО И СОЦИАЛЬНОГО ХАРАКТЕРА
• Пожары • Разливы нефти • Выбросы опасных веществ • Выбросы газа • Взрывы, разрывы, выбросы на скважине • Авиакатастрофы и дорожно-транспортные происшествия • Выход из строя сетей и коммуникаций • Потеря каналов поставок и сбыта • Увеличение числа проверок контролирующими органами РК **СВЯЗАННЫЕ С ОХРАНОЙ ТРУДА И ТЕХНИКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ** • Пищевое отравление • Травматизм • Массовые катастрофы • Заболевания • Смертельные случаи **СТИХИЙНЫЕ БЕДСТВИЯ** • Торнадо • Наводнения • Снежные бури • Землетрясения	• Хищение • Должностное преступление / мошенничество • Бойкоты • Конфискация имущества • Продажа активов (фактическая или по слухам) • Незапланированная смена руководства • Использование конфиденциальной информации в личных целях • Злоупотребление активами компании • Корпоративный шпионаж • Конфликт интересов • Нестабильность и / или не ликвидность подрядной организации	• Применение силы на рабочем месте • Угроза взрыва бомбы • Сексуальное домогательство • Дискриминация • Терроризм • Конфликт в коллективе • Саботаж • Злоупотребление работников наркотиками или алкоголем • Политическая нестабильность • Общественные беспорядки • Международный конфликт • Похищение руководителей компании • Скандал • Вымогательство • Угроза семьям работников • Оружие и запрещенные вещества (наркотики) • Ограбление / контрабанда • Сокращение персонала

В КПЛАКС не включены локальные процедуры по предотвращению аварийных ситуаций, останову оборудования и производственных процессов или по защите оборудования во время аварийных ситуаций. Данные процедуры приводятся отдельно в локальных планах ликвидации аварии (ЛПЛА).

Целями КПЛАКС являются:

1. Описание организационной структуры системы ликвидации аварийных и кризисных ситуаций ТШО.
2. Подробное описание процедуры оповещения и приведения в действие персонала, входящего в состав организационной структуры системы ликвидации аварийных и кризисных ситуаций ОС.
3. Описание системы управления аварийными и кризисными ситуациями (СУАКС), которая используется в ТШО для организации и управления операциями по ликвидации аварийных и кризисных ситуаций.
4. Характеристика функций и обязанностей членов групп, входящих в ОС СЛАКС ТШО.

5. Обзор учебных программ и учебно-тренировочных занятий для членов групп, входящих в ОС СЛАКС ТШО, которые необходимы для ознакомления с данным планом.

Все аварии, которые могут произойти на ТШО подразделяются на три уровня:

1 Уровень - простая по характеру авария, которая может быть ликвидирована исключительно силами группы ликвидации аварии на месте (группы ЛАМ).

2 Уровень - авария, ликвидацию которой невозможно осуществить только силами группы ликвидации аварии на месте, когда требуется непосредственное и активное задействование в операциях по ликвидации аварии суперинтенданта объекта, на котором произошла авария, и других членов группы управления аварийными ситуациями (ГУАС) уровня 2.

3 Уровень - наиболее серьезный вид аварийной ситуации (например, значительный выброс сероводорода, пожар, большой разлив сырой нефти или опасных материалов), в результате которой пострадал один объект или более, когда требуется привлечение большого количества ресурсов на длительное время.

В соответствии с уровнями аварийных ситуаций в КПЛАКС разработаны детальные процедуры оповещения и приведения в действие аварийного персонала, процедуры реагирования, формы заданий и отчетности, типовые повестки и протоколы совещаний по оценке ситуации, опережающие планы действия по ликвидации аварий, формы анализа возможных последствий аварийных ситуаций, предусмотрены привлекаемые к ликвидации силы и средства ТШО, как непосредственно на месторождении, так и в г. Атырау.

В соответствии с уровнем аварии организуются:

1. Группы ликвидации аварии на месте;
2. Группы управления аварийными ситуациями уровня 2 (только Тенгиз);
3. Группа управления аварийными ситуациями уровня 3 (Тенгиз-Атырау).

Кроме этого организуется Группа управления кризисными ситуациями ТШО.

Если в ходе проведения операций по ликвидации аварии требуется привлечение дополнительного персонала или оборудования, которые отсутствуют на объектах ТШО в Казахстане, ТШО может обратиться в рабочую группу Шеврон по ликвидации аварийных ситуаций и имеет возможность запросить любое количество людей, которое посчитает необходимым для ликвидации аварийной ситуаций.

В КПЛАКС для каждой группы разработаны организационная структура, включая финансовую группу, группу по связям с общественностью и группу по информационным технологиям, список группы, должностные инструкции для каждой должностной позиции и процедура свертывания работы группы.

В КПЛАКС определяется также алгоритм проведения мониторинговых наблюдений с момента начала аварии, и до тех пор, пока не будет ликвидирован источник воздействия на окружающую среду, и не будут выполнены все работы по реабилитации природных комплексов. Мониторинг в период возникновения нештатной (аварийной) ситуации отличается от аналогичных работ в период штатных работ видом и частотой наблюдений, и перечнем контролируемых компонентов. Цель мониторинговых наблюдений – определить последствия данной аварии для компонентов окружающей среды.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются природные среды, состояние которых будет наблюдаться, частота проводимых измерений по каждой среде и измеряемые ингредиенты.

Объем, продолжительность и место проведения мониторинговых исследований будут определяться размерами, характером, обстоятельствами и особенностями аварийной ситуации. Детальный план мониторинга разрабатывается в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии, в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов оперативного обследования, и согласовывается в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации. После устранения аварии на объекте должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций.

В соответствии со ст. 395 ЭК РК «при ухудшении качества окружающей среды, которое вызвано аварийными выбросами или сбросами и при котором создается угроза жизни и (или) здоровью людей, принимаются экстренные меры по защите населения в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» № 188-V ЗРК от 11.04.2014 г.».

РАЗДЕЛ 9. ПРОЦЕДУРА ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно ст. 78 ЭК РК при реализации намеченной деятельности составителем Отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения ***соответствия*** реализуемой намеченной деятельности Отчету о возможных воздействиях и Заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду, необходимо проведение послепроектного анализа.

Задачами послепроектного анализа является оценка соответствия фактического состояния компонентов природной среды, подверженных существенным воздействиям, показателям, обоснованным в Отчете о возможных воздействиях на окружающую среду.

В частности, необходимо приведение данных:

- об отсутствии превышения лимитированных объемов выбросов и сбросов;
- об отсутствии загрязнения компонентов окружающей среды;
- соответствии фактических показателей проекта разработки месторождения проектным.

Послепроектный анализ должен быть начат (ст. 78 ЭК) не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала реализации запроектированного комплекса работ, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Не позднее срока, указанного в пункте 1 ст. 78, 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.

Составитель несет административную и уголовную ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие сведений, полученных при проведении послепроектного анализа, и представление недостоверных сведений в заключении по результатам послепроектного анализа.

Послепроектный анализ проводится в соответствии с «Правилами проведения послепроектного анализа и формой заключения по результатам послепроектного анализа», утв. Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдулин А.А. Геология Казахстана. Алма-Ата, 1981 г.
2. Авторские надзоры за реализацией проекта по закачке промстоков ТГПК за 2020-2022 гг.
3. Аралбаев Н.К., Флора Казахстана, 2002-2003 гг.
4. Ботаническая география Казахстана и Средней Азии, 2003 г.
5. Веселов В.В., Сыдыков Ж.С. Гидрогеология Казахстана, Алматы, 2004.
6. Геологическая карта, 1967 г.
7. Гидрогеологическая карта М 1:200000. Серия прикаспийская. Лист L-39-XVIII.
8. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
9. Данные «Координационного комитета по гидрометеорологии и мониторингу загрязнения Каспийского моря (КАСПКОМ)» и «РГП Казгидромет».
10. Данные Агентства Республики Казахстан по статистике, Департамента статистики Атырауской области.
11. Данные филиала «Научно-практического центра санитарно-эпидемиологической экспертизы и мониторинга» Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Национальный центр общественного здравоохранения» Министерства здравоохранения Республики Казахстан («НПЦСЭЭиМ» РГП на ПХВ «НЦОЗ» МЗ).
12. Декларация промышленной безопасности объектов ТОО «Тенгизшевройл» (ТШО). Атырау, 2020.
13. Карабалин У.С. Методы ликвидации и предупреждения аварийных ситуаций при освоении месторождений углеводородного сырья. Монография. - Алматы, 2008.-185С.
14. Краткий иллюстрированный справочник «Биотопы, ключевые виды флоры и фауны на территории ПБР/ТШО (северный Прикаспий), Казахстанская ассоциация сохранения биоразнообразия.
15. Ларионов В. И., Гумеров Р. А., Новиков П. А. и др. Анализ риска аварий магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках. –Нефтегазовое дело, 2016, т. 14, № 4, с. 82-86.
16. Мартынюк В. Ф. Методология применения анализа риска в целях обеспечения промышленной безопасности на объектах нефтегазового комплекса / Автореферат диссертации, - Москва, – 2009.
17. Монография «Экологические мониторинговые исследования окружающей среды Северо-Восточного Каспия при освоении нефтяных месторождений компании НКОК Н.В. в период 2006-2016 годы», НКОК Н.В / КАПЭ, 2018 г.
18. Отчет о возможных воздействиях к Проекту "Дополнение к утвержденному Проекту закачки промстоков, с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР". Атырауский филиал ТОО "КМГ Инжиниринг". Атырау, 2021 г.
19. Отчет «Прогноз сейсмической опасности строительной площадки ТШО в районе Тенгизского нефтяного месторождения», 2001 г.

20. Отчет «Сводная экспликация земель ТОО «Тенгизшевройл», Жылыойского района, Атырауской области РК.
21. Отчет о выполненных работах по установлению аншлагов на археологических памятниках историко-культурного наследия Атырауской области на территории месторождения ТОО "Тенгизшевройл" в Жылыойском районе. "Мостостроительный отряд Ферро". Тенгиз, 2014.
22. Отчет о выполнении научно-исследовательской работы «Моделирование процесса дальнего переноса загрязняющих веществ в атмосфере и их выпадений при эксплуатации действующих и проектируемых объектов ТОО «Тенгизшевройл» с учетов выбросов других источников Европы и Казахстана, ОАО «НИИ Атмосфера», Санкт-Петербург, 2014 г.
23. Отчет о научно-исследовательской работе «Анализ изменений состава поверхностных вод Каспийского моря, и химического состава почв в результате поступления загрязняющих веществ из воздушной среды от объектов ТОО «Тенгизшевройл»», АО «Институт органического катализа и электрохимии им. Д. В. Сокольского», Алматы, 2014 г.
24. Отчет о проведении экспертной оценки технологических процессов ТОО «Тенгизшевройл» на соответствие принципам НДТ.
25. Отчёт по результатам гидрогеологических исследований по оценке взаимосвязи грунтовых вод с водами Каспийского моря, 2003 г.
26. Отчеты по результатам производственного экологического контроля за I-IV квартал 2020-2022 гг. в зоне деятельности ТОО «Тенгизшевройл».
27. Оценка воздействия на окружающую среду. ПБР/ПУУД. Корректировка. ТОО "КАПЭ". Алматы, 2019 г.
28. Оценка воздействия на окружающую среду. Проект будущего расширения. ТОО "Казэкопроект". Алматы, 2014 г.
29. ПБР. Экологические исследования современного состояния окружающей среды в районе месторождения Тенгиз. Весна, 2014 год.
30. Пояснительные записки к Отчетам по результатам Производственного экологического контроля за I-IV квартал 2020-2022 года в зоне деятельности ТОО «Тенгизшевройл».
31. Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов (Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 354 с изменениями и дополнениями от 06.03.2023 г.
32. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к уточнённой технологической схеме разработки месторождения Тенгиз, ТОО "Казэкопроект". Алматы, 2013 г.
33. Программа производственного радиационного контроля на объектах компании ТШО м/р Тенгиз.
34. Программа развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО «Тенгизшевройл» на период 2022-2024 гг. Корректировка на 2024 г. АО «НИПИнефтегаз». Актау, 2023 г.
35. Программы геодинамического мониторинга 2020-2022 гг.
36. Программы Производственного Экологического Контроля для объектов ТОО «Тенгизшевройл», 2020-2022 гг.

37. Проект СР-21-3018 «Модернизация установок на автоматизированные системы мониторинга», KMGP, сентябрь, 2022 г.

38. Проект разработки месторождения Тенгиз по состоянию на 01.01.2023, АО «НИПИнефтегаз». Актау, 2023 г.

39. Промышленная безопасность в металлургии - https://rteco.ru/metallurgicheskaya-promyshlennost/promyshlennaya-bezopasnost-v-metallurgii.

40. РД 03-357-00 «Методические рекомендации по составлению декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта», утв. постановлением Госгортехнадзора России от 26.04.2000 № 23.

41. РООС на рабочий проект «Модернизация установок на автоматизированные системы установок», ТОО «ESP», май, 2022 г.

42. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса" (Приказ Ростехнадзора от 10.02.2023 № 51).

43. Руководство по безопасности "Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи" (Приказ Ростехнадзора от 10.01.2023 № 4).

44. Руководство по безопасности "Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа" (Приказ Ростехнадзора от 22.12.2022 № 454).

45. Руководство по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах" (Приказ Ростехнадзора от 17.02.2023 № 69).

46. Руководство по безопасности "Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" (Приказ Ростехнадзора от 29.12.2022 № 478).

47. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте-и газохимической промышленности», Москва, ЗАО НТП ПБ, 2016.

48. СТ РК 3019-2017 Безопасность пожарная. Оценка пожарного риска. Метод определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.

49. СТО Газпром 2-2.3-400-2009 Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «ГАЗПРОМ».

50. СТО Газпром 2-2.3-487-2009 «Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий, ОАО «Газпром». – М.: ООО «Газпром Экспо», 2009.

51. Сыдыков Ж.С. Подземные воды Каспийского нефтегазоносного региона. Алматы, 2001.

52. Accident/Incident Data SPC/TECH/OSD/24, HSE, Hazardous Installations Directorate, March 2007 (База данных по Авариям/Инцидентам, Директорат по опасным производствам Управления охраны труда HSE www.hse.gov.uk).

53. Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis (second edition) / Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers (AIChE CCPS). – New York: AIChE CCPS, 2000. – 756 pp.
54. Hazard Management HSE-101 // British Gas, International Business Standard. – December. – 1997 (Управление риском, международный стандарт ОТ, ТБ и ООС – 101 / Бритиш газ).
55. IOGP Risk Assessment Data Directory. Report N 434-2, September 2019.
56. Onshore_QRS_technical_notes_and_assumptions (основные подходы к количественной оценке риска на наземных объектах).
57. Quantitative Risk Assessment for Tengizchevroil Operational Process Zone. 2019.
58. Risk Assessment directory. OGP Report 434-2. – Brussels; London: International Association of Oil&Gas Producers (OGP), 2010.
59. https://www.tengizchevroil.com/hes.
60. https://www.ncoc.kz/ru/sustainability/2021.
61. https://www.kpo.kz/ru/ustoichivoe-razvitie/okhrana-okruzhajushchei-sredy.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ СФЕРЫ ОХВАТА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И (ИЛИ) СКРИНИНГА ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Номер: KZ22VWF00095404
Дата: 25.04.2023

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

010000, Астана қ, Мәңгілік ел даңғ., 8
«Министрліктер үйі», 14 кіреберіс
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, г. Астана, просп. Мангилик ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172) 74-08-55

_____№_____
_____

Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности ТОО «Тенгизшевройл»

Материалы поступили на рассмотрение: № KZ22RYS00362852 от 10.03.2023 года

Общие сведения

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности: Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл", 060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Қаныш Сәтбаев, строение № 3, 930440000929, ЛАЙОН КЕВИН, +77123026000, +77123021506, bjyr@tengizchevroil.com

Общее описание видов намечаемой деятельности. согласно приложению 1 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее - Кодекс), Раздел 1 п. 2, п/п.2.1 (добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м3 в сутки в отношении газа)

Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест, и возможностях выбора других мест: Административно территория ТШО относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан. Областной центр г. Атырау расположен на расстоянии 350 км, районный центр г. Кульсары находится на расстоянии 110 км, ближайшим населённым пунктом является посёлок Косшагыл. Координаты месторождения Тенгиз: С - 46о 9' 45,847" N; В - 46о 3' 5,645" N; Ю - 45о 57' 17,189" N; З - 46о 5' 52,176" N.

Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции. Уточненная технологическая схема (УТС) нефтяная Тенгиз разрабатывается как единый объект разработки. Объектом разработки на месторождении является вся массивная нефтяная залежь верхнедевонско-среднекаменноугольного возраста. Месторождение находится на второй стадии разработки, которая характеризуется

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

поддержанием высокого уровня добычи нефти и газа и увеличением числа скважин. По состоянию на 01.01.2010 г. выполнен отчет по пересчету запасов нефти и растворенного газа месторождения Тенгиз, утвержденный протоколом ГКЗ. В целом по месторождению были утверждены геологические и извлекаемые запасы нефти по сумме категорий В+С1, соответственно, 3,4 и 1,4 млрд. т. Далее представлены ориентировочные показатели намечаемой деятельности, которые соответствуют текущей стадии проведения оценки воздействия на окружающую среду, и могут быть уточнены на последующих стадиях подготовки Отчета. Суточная полка добычи нефти на месторождении Тенгиз в перспективе разработки составит около 110 тыс. т/сут. При этом ожидаемая производительность по добычи нефти на месторождении Тенгиз ожидается на уровне около 40,0 млн. тонн в год, и соответственно по газу порядка – 38,0 млрд. м3/год. Достижение данных показателей по производительности обеспечивается в том числе продолжающейся реализацией Проекта будущего расширения/Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД) и введением в эксплуатацию соответствующих объектов. Максимальное количество производимой серы составит около 3,1 млн.т/год. Размещение серы при необходимости может осуществляться в полном объеме на серных картах с учетом их вместимости. Площадь земельного участка для освоения и развития Тенгизского нефтяного месторождения составляет порядка 52155 га

Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности. Тенгизское месторождение представляет собой карбонатную постройку, стратиграфически приуроченную к раннему и среднему карбону. На рассматриваемом месторождении выделены 3 объекта разработки: I объект - от кровли залежи до непроницаемых туффитовых отложений (вулканика, распространенного в пределах платформенной части); II объект - под вулкаником до кровли девонских отложений; III объект – девонские отложения, нижняя граница которых неизвестна. Согласно действующему в настоящее время варианту разработки (согласно утвержденной в 2013 г. Уточненной технологической схемы месторождения Тенгиз), предусматривается выделение одного объекта разработки, включающего три стратиграфических объекта нефтяной залежи. Для вовлечения в активную разработку нижневизейско-турнейских отложений (под вулкаником) на платформенной зоне, характеризующихся низкопродуктивными коллекторами порового типа и находящихся в режиме «пассивной» разработки при однообъектном варианте разработки месторождения, они условно выделены во II объект разработки. Разработка месторождения предусматривается фонтанным способом. Система внутрипромыслового сбора месторождения Тенгиз предназначена для сбора продукции всех скважин, индивидуального замера дебитов продукции каждой скважины и промыслового транспорта всей добываемой продукции в производственный комплекс по подготовке добываемой продукции до товарного качества, состоящий из 3-х заводов – Тенгизский НГПЗ (КТЛ), Заводы второго и третьего поколения (ЗВП и ЗТП) и вспомогательных объектов. При полной проектной мощности общий уровень добычи и переработки по месторождению составит порядка 40 млн. тонн в год.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и постутилизацию объекта)

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Срок начала реализации (продолжения разработки месторождения) – 2024 г. Срок окончания разработки месторождения -*до конца периода рентабельной добычи углеводородов на месторождении

Предполагаемым источником водоснабжения в перспективе разработки месторождения Тенгиз, как и в настоящее время ожидается использование реки Кигач, которая является притоком Волги, в соответствии с заключенным договором на предоставление услуг по подаче воды по магистральным трубопроводам. Оператор объекта признается вторичным водопользователем, и не планирует осуществление первичного забора воды с поверхностных источников. Территория месторождения не располагается в водоохранной зоне и полосе (расстояние от отметки уровня Каспийского моря (-27 м) до месторождения превышает 2 км).

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей).

Ориентировочный объем выбросов на год максимальной нагрузки в перспективе разработки месторождения составит 185938,56 т/год от загрязняющих веществ (ЗВ) 108 наименований, из них: 5 ед. ЗВ (1кл.оп) 0,0186 т/год; 19 ед. ЗВ (2кл.оп) 19570,79 т/год; 26 ед. ЗВ (3кл.оп) 98710,86 т/год; 19 ед. ЗВ (4кл.оп) 58796,17 т/год; и др. 39 ед. ЗВ 8860,77 т/год. Указанные объемы могут быть уточнены на следующих стадиях проведения оценки воздействия на окружающую среду в рамках рассматриваемого проекта намечаемой деятельности. Представление данных в Регистр выбросов и переноса загрязнителей осуществляется по видам деятельности. Согласно, Приложения 1 «Правил ведения регистра выбросов и переноса (РВПЗ) загрязнителей» утв. Приказом Министра ЭГиПР РК от 31.08.2021 №346 компания ТОО «Тенгизшевройл» классифицируется как «Энергетика». Вещества, входящие в перечень и подлежащие внесению в регистр: 1 категория: Оксиды азота, Оксиды серы, Оксид углерода, Метан, Гидрохлорфторуглероды, Неметановые летучие органические соединения; 2 категория: Медь и ее соединения (в пересчете на Cu), Никель и его соединения (в пересчете на Ni), Свинец и его соединения (в пересчете на Pb), Хром и его соединения (в пересчете на Cr), Цинк и его соединения (в пересчете на Zn); 5 категория: Бензол, Нафталин. Более подробно информация изложена в Приложении 1 к настоящему Заявлению.

Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей.

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Ориентировочный объем водоотведения на год максимальной нагрузки в перспективе разработки месторождения составит порядка 7579,6 тыс. м3/год, из них: 2739,2 тыс. м3/год – очищенные хозяйственнобытовые сточные воды, 4840,4 тыс. м3/год – очищенные производственные сточные воды. Объемы водоотведения могут быть уточнены на последующих стадиях проведения оценки воздействия на окружающую среду в рамках рассматриваемого проекта намечаемой деятельности. Продолжение разработки месторождения предполагает утверждение следующих нормативов эмиссий: на сброс очищенных производственных вод в поверхностные приемники сточных вод и на закачку в надёжно-изолированный поглощающий неокомский водоносный горизонт, а также на сброс очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод в поверхностные приемники сточных вод. Ингредиенты: взвешенные вещества, хлориды (4 КО , регистр), сульфаты (4 КО), фосфаты, нефтепродукты (4 КО), метанол (2 КО), сероводород (4 КО), ДЭА (4 КО), сульфиды (3 КО), флексорб (МДЭА) (3 КО), этиленгликоль (3 КО), АПАВ, железо общее (3 КО), медь. КО, регистр), цинк (3 КО, регистр), алюминий (2 КО), азот аммонийный (3 КО), нитраты (3 КО), нитриты (2 КО), фенолы (4 КО, регистр), ХПК (регистр), БПКполн.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей.

Ориентировочный объём образования отходов на год максимальной нагрузки в перспективе разработки месторождения составит 1181,8 тыс.т/год, в том числе опасных – 492,8 тыс.т/год, не опасных – 351,3 тыс.т/год, зеркальных – 337,7 тыс.т/год. Указанные объемы могут быть уточнены на последующих стадиях проведения оценки воздействия на окружающую среду в рамках рассматриваемого проекта намечаемой деятельности. В перспективе разработки предполагается образование около 61-го вида отходов производства и потребления, из которых 37 видов отходов отнесены к опасным, 13 видов отходов будут считаться не опасными, а к зеркальным отходам, обладающими опасными и не опасными свойствами, будут отнесены 6 и 5 видов соответственно. Основными источниками образования отходов производства и потребления, как и ранее остается проведение различного ряда производственных работ: буровые работы, техническое обслуживание оборудования, переработка отходов на собственных мощностях и пр., а также жизнедеятельность персонала. В соответствии с Правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными МЭГПР от 31 августа 2021 года № 346, пороговые значения для отходов не установлены

При разработке отчета о возможных воздействиях:

1. Необходимо Проект отчета о воздействии оформить в соответствии со ст.72 Экологического Кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и Приложением 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 (далее – Инструкция).

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

2. Представить ситуационную карту-схему расположения объекта, отношение его к водным объектам, жилым застройкам (Приложение 1 к «Правилам оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды» от 2 июня 2020 года № 130).

3. Согласно п.7 Правил проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи, необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.

4. Предусмотреть мероприятия, направленные на пылеподавление.

5. Представить план развития горных работ, а также гидрогеологическую карту.

6. Необходимо предоставить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.

7. Согласно ст.320 Кодекса накопление отходов:

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

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.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

Необходимо собюдать вышеуказанные треблования Кодекса.

8. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха, водных ресурсов, мест размещения отходов.

9. Необходимо отразить информацию о наличии земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения на территории и вблизи расположения участка работ.

10. В соответствии с п.4 статьи 72 Кодекса, проект отчета о возможных воздействиях должен быть подготовлен с учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.

11. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

12. Согласно ст. 50 Кодекса необходимо предусмотреть альтернативные варианты достижения целей указанной намечаемой деятельности. Представить информацию в части: описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду, включая: вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, описание других возможных рациональных вариантов, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды в соответствии с требованиями ст. 50, 72 Кодекса, Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 (далее–Инструкция).

13. В соответствии с п. 4 ст.339 Кодекса владельцы отходов обязаны осуществлять безопасное управление отходами самостоятельно или обеспечить безопасное управление ими посредством передачи отходов субъектам предпринимательства, осуществляющим операции по управлению отходами в соответствии с принципом иерархии и требованиями статьи 327 Кодекса.

14. При рассмотрении намечаемой деятельности необходимо руководствоваться СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденного Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 декабря 2020 года № 21934)

15. Предусмотреть мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных субъектами, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, для проведения геологоразведочных работ, добычи полезных ископаемых в соответствии со статьей 237 Экологического кодекса РК и требованиями статьи 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

и использовании животного мира» , также должно быть обеспечено неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных.

16. В соответствии со ст. 77 Кодекса составитель отчета о возможных воздействиях, инициатор несут ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие полученных сведений о воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

17. Необходимо привести описание работ по рекультивации м/р, указав этапы, сроки и основные работы. В соответствии со ст. 238 Кодекса, представить планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы и вскрышных пород, по сохранению почвенного покрова на участках, не затрагиваемых непосредственной деятельностью, по восстановлению нарушенного почвенного покрова и приведению территории в состояние, пригодное для первоначального или иного использования (техническая и биологическая рекультивация). Кроме того, необходимо земную поверхность (из-под карьера, отвалов и др.) после отработки открытым способом восстановить согласно п. 9 Совместного приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №200 и Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении Правил ликвидации и консервации объектов недропользования» проект ликвидации разрабатывается на основании задания на разработку и должен предусматривать мероприятия по приведению земельных участков, занятых под объекты недропользования в состояние, пригодное для дальнейшего использования в целях вовлечения их в хозяйственный оборот в зависимости от направления особенностей и режима использования данных земельных участков и местных условий. Кроме того, в соответствии с п. 2 цель ликвидации - – конечный результат, на который направлен процесс ликвидации, предполагающий выполнение всех задач ликвидации и возврат объекта недропользования, а также затронутых недропользованием территорий в состояние, насколько это возможно, самодостаточной экосистемы, совместимой с благоприятной ОС

18. Согласно п.9 ст. 222 Кодекса Операторы объектов I и (или) II категорий, осуществляющие сброс сточных вод или имеющие замкнутый цикл водоснабжения, должны использовать приборы учета объемов воды и вести журналы учета водопотребления и водоотведения в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан. Операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.

19. Сжигание попутного нефтяного газа сопровождается выбросом в атомосферу больших объемов вредных веществ,что влечет за собой ухудшение состояния окружающей среды, уничтожение не возобновляемых природных ресурсов, развивает негативные

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

общепланетарные процессы, которые крайне отрицательно влияют на климат. Необходимо предусмотреть внедрение НДТ.

20. Предоставить план по дальнейшему уменьшению сжигания газа на факелах и сопутствующих эмиссий в окружающую среду с применением новых технологий на производстве.

21. Согласно пп.6 п.2 ст.397 ЭК РК, при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду.

22. Предусмотреть мероприятия по сокращению объемов хранения серы в открытом виде на серных картах.

23. Обеспечить 100% охват проверки клапанов факельной системы с целью дальнейшего технического обслуживания клапанов факельной системы с целью сокращения выбросов загрязняющих веществ

Предложения и замечания общественности с экологического портала:

1. Прошу предоставить уточненную технологическую схему Тенгизского месторождения, утвержденную в 2013 году. 2. Прошу предоставить «Проект разработки месторождения Тенгиз» в рамках намечаемой деятельности. 3. Необходимо загрузить указанные документы в ecoportal.kz.

2. Почему в Заявлении о намечаемой деятельности ТШО не размещены ПРИЛОЖЕНИЯ 1, 2, 3, 4, хотя ссылка в Заявлении на них есть? Где посмотреть эти ПРИЛОЖЕНИЯ?

3. Планирует ли ТШО пересматривать в рамках нового проекта ОВОС размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) Тенгизского месторождения? Проводились ли новые расчеты СЗЗ и можно ли посмотреть эти данные?

4. Производственный мониторинг накопления и захоронения отходов складывается из операционного мониторинга – наблюдений за технологией накопления и захоронения отходов производства и потребления, мониторинга лимитов накопления и лимитов захоронения отходов и т.д. Как часто проводятся замеры указанного воздействия объектов захоронения отходов на состояние компонентов природной среды? Своевременно будут вывозиться на места накопления и захоронения отходов (полигоны ППО и ТБО на территории ТенгизЭкоЦентра - или на переработку специализированным предприятиям). Каким предприятиям вы сдаете отходы производства и отслеживаете ли процесс их дальнейшей переработки и утилизации?

5. Много раз поднимался вопрос на общественных слушаниях об инструментальных замерах основных ингредиентов ЗВ, выбрасываемых ТШО: в частности, окислов серы на различном удалении от источников выбросов с тем, чтобы сравнить фактические концентрации окислов серы с данными компьютерного моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, что позволило бы определить фактическую зону загрязнения. В связи с этим вопрос: почему подобные и исследования до сих пор не проводятся?

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

6. Согласно Экологического кодекса РК действующие промышленные предприятия обязаны внедрять наилучшие технологии с целью снижения загрязнения окружающей среды и вредных выбросов в атмосферу. Об этом также есть указания и в вашем проекте НДВ. Правда, при этом нет конкретных предложений, какие новые технологии вы намерены внедрять на своем производстве, несмотря на то, что собираетесь вводить новый завод – ПБР в 2024 году. Как на ТШО обстоит дело с внедрением НДТ и установкой АСМ на всех источниках выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) от вашего предприятия?

7. В документах компании указано что санитарно-защитная зона ТШО была утверждена в 2011году. С тех пор идет застройка. Почему не осуществлена кумулятивная оценка ОВОС и не пересмотрены границы СЗЗ ? Это новый нормативный документ "Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" : https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200026447 В п.7 Главы 2 изложено что, к фоновой концентрации относится - концентрация загрязняющего вещества в единице объема атмосферного воздуха, рассчитываемая по данным наблюдений за состоянием атмосферного воздуха конкретной территории и обусловленная влиянием всех источников выбросов на данной территории, включая трансграничное загрязнение атмосферного воздуха. Т.е. это означает что организация производящая экологический мониторинг может расчитать фоновые концентрации для расчетов рассеивания, даже если отсутствуют посты "Казгидромета". В представленных общественности и экспертам документах компания "Тенгизшевройл" опять указывает что в настоящее время в районе ТШО отсутствуют действующие пункты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха. При этом имеет возможность согласовать и использовать собственный фон ЗВ исходя из данных ПЭК как я объяснял выше. Это обстоятельство (моделирование/расчет рассеивания с учетом фоновых концентраций) в свою очередь неизбежно приводит к необходимость выполнения требования по пересмотру/увеличению границ СЗЗ ТШО, которое изложено в п. 26, Главы 2 сан. требований. Согласно сан. требований согласно п. 44, Параграфа 1 при реконструкции/модернизации должен быть разработан проект СЗЗ и речи о том что СЗЗ будет потом не может. Чего я и требую!

Заместитель председателя **А.Абдуалиев**

Исп. Косаева А.
75-09-86

Заместитель председателя Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.



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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.



Ответы на Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду (KZ22VWF00095404 от 25.04.2023):

Замечание/комментарий	Ответы/изменения
1. Необходимо Проект отчета о воздействии оформить в соответствии со ст.72 Экологического Кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и Приложением 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 (далее – Инструкция).	Проект Отчета о возможных воздействиях (Далее - ОВВ) составлен согласно ст. 72 Экологического Кодекса и Инструкции по организации и проведению экологической оценки.
2. Представить ситуационную карту-схему расположения объекта, отношение его к водным объектам, жилым застройкам (Приложение 1 к «Правилам оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды» от 2 июня 2020 года № 130).	Ситуационная карта схема представлена в «Разделе 1. Общие сведения о месторождении», рис. 1.1, рис. 1.2 и в «Разделе 2. Современное состояние…», рис. 2.10.3.
3. Согласно п.7 Правил проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи, необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.	Проведение общественных слушаний запланировано на 24 августа в 11:00 часов в г. Кульсары, проспект Махамбета, 37 (Дом Культуры). В составе заявления на Выдачу заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду приложена копия Письма-ответа инициатору общественных слушаний от МИО исх.№ 23381223002, Дата: 14/07/2023.
4. Предусмотреть мероприятия, направленные на пылеподавление.	В «Разделе 7. Меры по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных воздействий» предусмотрены мероприятия по пылеподавлению, а также мероприятия связанные с уменьшением воздействия на почвы. Вместе с этим следует отметить, что для предприятий нефтегазовой отрасли выбросы пыли являются не превалирующими в разрезе состава выбросов. Соответственно применение специфичных мероприятий по пылеподавлению для предприятий нефтегазовой отрасли являются нецелесообразными. Однако при проведении отдельных строительных работ проведение соответствующих мероприятий предусматривается отдельными проектными документами с материалами экологической оценки по упрощенному порядку.
5. Представить план развития горных работ, а	План развития горных работ относится к

также гидрогеологическую карту.	горнодобывающей отрасли, данный документ не относится к намечаемой деятельности. Гидрогеологическая карта представлена в Приложение 8 к ОВВ.
6. Необходимо предоставить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.	Соответствующая информация представлена в Разделе 4. Оценка возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на компоненты окружающей среды.
7. Согласно ст.320 Кодекса накопление отходов: Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления. 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. Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев; 4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.	На объектах ТШО накопление отходов осуществляется с соблюдением требований ст. 320 ЭК РК. В соответствующем Разделе 4.10.1 ОВВ отражены требования по условиям временного накопления отходов.

Необходимо соблюдать вышеуказанные требования Кодекса.	
8. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха, водных ресурсов, мест размещения отходов.	Согласно Приложения 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки в Отчете о возможных воздействиях необходимо предоставить «предлагаемые меры по мониторингу воздействия». Такие меры представлены в «Разделе 8 ОВВ. Рекомендации по мониторингу воздействия», где рассмотрены предложения по проведению мониторинга воздействия на атмосферный воздух; поверхностные воды; подземные воды; состояние почв; мониторинга полигонов отходов и т.д.
9. Необходимо отразить информацию о наличии земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения на территории и вблизи расположения участка работ.	Соответствующие сведения представлены в Разделе 2. Современное состояние окружающей среды и социально-экономические условия. П/разделы 2.10.4. Существующие особо охраняемые природные территории (ООПТ); 2.10.5 Археология и культурное наследие.
10. В соответствии с п.4 статьи 72 Кодекса, проект отчета о возможных воздействиях должен быть подготовлен с учетом содержания заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду.	Полностью исполнено. Все пункты Заключения об определение сферы охвата отражены в настоящем ОВВ.
11. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.	Реализация намечаемой деятельности, равно как и существующая разработка месторождений выполняется в соответствии со ст.238 Экологического кодекса РК. Соответствующие мероприятия при использовании земель на период эксплуатации отражены в проекте в Разделе 7. Меры по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных существенных воздействий (п/раздел 7.5):
12. Согласно ст. 50 Кодекса необходимо предусмотреть альтернативные варианты достижения целей указанной намечаемой деятельности. Представить информацию в части: описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности с учетом ее особенностей и возможного воздействия на окружающую среду, включая: вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, описание других возможных рациональных вариантов, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды в соответствии с требованиями ст. 50, 72 Кодекса, Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля	Согласно проектным решениям «Проекта разработки месторождения Тенгиз» (ПРМ) дальнейшая разработка месторождения рассматривается по 9 альтернативным вариантам разработки месторождения (включающего в себя несколько стратегий разработки) и одному базовому варианту, рассмотренному ранее в составе ПредОВОС к УТС. Описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности представлено в Разделе 3 ОВВ. На все альтернативные варианты в ОВВ выполнена оценка воздействия на окружающую среду и социально-экономические условия, в соответствующих разделах ОВВ представлены сведения согласно требованиям ст. 50, 72 Экологического кодекса.

2021 года № 280 (далее–Инструкция).	
13. В соответствии с п. 4 ст.339 Кодекса владельцы отходов обязаны осуществлять безопасное управление отходами самостоятельно или обеспечить безопасное управление ими посредством передачи отходов субъектам предпринимательства, осуществляющим операции по управлению отходами в соответствии с принципом иерархии и требованиями статьи 327 Кодекса.	Требования п.4 ст.339 ЭК РК в обязательном порядке учитываются в процессе деятельности компании и дополнительно отражены в разделе 4.10.1 ОВВ.
14. При рассмотрении намечаемой деятельности необходимо руководствоваться СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденного Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 декабря 2020 года № 21934).	Требования СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденного Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 в обязательном порядке учитываются в процессе деятельности компании и дополнительно отражены в разделе 4.10.1 ОВВ.
15. Предусмотреть мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных субъектами, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, для проведения геологоразведочных работ, добычи полезных ископаемых в соответствии со статьей 237 Экологического кодекса РК и требованиями статьи 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» , также должно быть обеспечено неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных.	Соответствующие сведения представлены в Разделе 7. Меры по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных существенных воздействий (п/раздел 7.6. Мероприятия по уменьшению воздействия на животный мир).
16. В соответствии со ст. 77 Кодекса составитель отчета о возможных воздействиях, инициатор несут ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие полученных сведений о воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.	Принято к сведению.
17. Необходимо привести описание работ по рекультивации м/р, указав этапы, сроки и основные работы. В соответствии со ст. 238 Кодекса, представить планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы и вскрышных пород, по сохранению почвенного покрова на участках, не затрагиваемых непосредственной деятельностью, по	Соответствующие сведения указаны в Разделе 7.5 ОВВ и рассматривают мероприятия по уменьшению воздействия на почвенный покров в том числе рекультивационные работы.

восстановлению нарушенного почвенного покрова и приведению территории в состояние, пригодное для первоначального или иного использования (техническая и биологическая рекультивация). Кроме того, необходимо земную поверхность (из-под карьера, отвалов и др.) после отработки открытым способом восстановить согласно п. 9 Совместного приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №200 и Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении Правил ликвидации и консервации объектов недропользования» проект ликвидации разрабатывается на основании задания на разработку и должен предусматривать мероприятия по приведению земельных участков, занятых под объекты недропользования в состояние, пригодное для дальнейшего использования в целях вовлечения их в хозяйственный оборот в зависимости от направления особенностей и режима использования данных земельных участков и местных условий. Кроме того, в соответствии с п. 2 цель ликвидации - – конечный результат, на который направлен процесс ликвидации, предполагающий выполнение всех задач ликвидации и возврат объекта недропользования, а также затронутых недропользованием территорий в состояние, насколько это возможно, самодостаточной экосистемы, совместимой с благоприятной ОС.	
18. Согласно п.9 ст. 222 Кодекса Операторы объектов I и (или) II категорий, осуществляющие сброс сточных вод или имеющие замкнутый цикл водоснабжения, должны использовать приборы учета объемов воды и вести журналы учета водопотребления и водоотведения в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан. Операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.	Сброс сточных вод на поля и пруды испарения, подземные горизонты осуществляется согласно выданным разрешениям на специальное водопользование. В соответствии с Правилами первичного учета вод (ПУВ), утвержденного приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30 марта 2015года №19/1-274 (*с изм. от 27.12.2018 г.*), ежедневно ведется учет объемов сточных вод с заполнением «Журнала учета водоотведения». Полученные данные ежеквартально предоставляются в Жайык-Каспийскую БВИ. Кроме того, ежегодно предоставляется годовой отчёт по форме 2-ТП (водхоз). Мероприятия представлены в Разделе 7. Меры по предотвращению, сокращению и смягчению выявленных существенных воздействий, п/раздел 7.2. Мероприятия по охране водных ресурсов и геологической среды. Информация по рациональному использованию водных ресурсов с показателями по повторному использованию воды представлена в Разделе 4.9.

19. Сжигание попутного нефтяного газа сопровождается выбросом в атмосферу больших объемов вредных веществ,что влечет за собой ухудшение состояния окружающей среды, уничтожение не возобновляемых природных ресурсов, развивает негативные общепланетарные процессы, которые крайне отрицательно влияют на климат. Необходимо предусмотреть внедрение НДТ.	Благодаря осуществлению инвестиций ТШО в период с 2000 по 2022 годы сократил выбросы в атмосферу с 8,3 кг до 2,07 кг на тонну добытой нефти, что составило 75% снижения, а сжигание газа на факельных системах сокращено на 57% с 2018 года. Также, было устранено рутинное сжигание попутного газа, что привело к показателю утилизации газа более 99%. Тем самым, 99% добытого газа отправляется на продажу и используется для внутренних нужд компании. Применение факельных систем осуществляется только для обеспечения безопасной эксплуатации заводов или при особых эксплуатационных условиях (например, во время запуска нового оборудования, техобслуживания, ремонта, а также при остановах и сбоях технологического оборудования) для предотвращения выбросов в атмосферу. Согласно результатам Комплексного технологического аудита, проведенного в 2021 году НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» было определено, что на технологических объектах ТОО «Тенгизшевройл» внедрено более 60 НДТ, как в области общих технологий добычи нефти и газа, так и в области охраны окружающей среды и энергоэффективности. Рассмотрение иных решений, связанных с внедрением НДТ возможно после официального утверждения справочников НДТ.
20. Предоставить план по дальнейшему уменьшению сжигания газа на факелах и сопутствующих эмиссий в окружающую среду с применением новых технологий на производстве.	С 2000 года ТШО инвестировано свыше 487,9 млрд тенге на природоохранные мероприятия, которые привели к сокращению сжигания газа на факелах и выбросов в атмосферный воздух, улучшению качества очистки сточных вод и увеличению объемов повторного использования воды. Сжигание газа на факелах — это существующая практика, используемая во всем мире и единственный способ обеспечить безопасную эксплуатацию заводов. ТШО использует факельные системы во время запуска нового оборудования, эксплуатации, техобслуживания, ремонта, а также при остановах и сбоях технологического оборудования. Дополнительные сведения представлены в разделе 7 ОВВ.
21. Согласно пп.6 п.2 ст.397 ЭК РК, при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду.	В ТШО разработан и действует план мероприятий по уменьшению объёмов размещения серы на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду. Одним из ключевых мероприятий является Закачка высокосернистого газа в пласт для поддержания пластового давления (Раздел 7 п/раздел 7.4.).
22. Предусмотреть мероприятия по сокращению объемов хранения серы в открытом виде на	Мероприятия, реализуемые ТШО для снижения

серных картах.	воздействия на окружающую среду серы, размещаемой и накопленной в предыдущие периоды на серных картах, описаны в разделе 4.11.4.
23. Обеспечить 100% охват проверки клапанов факельной системы с целью дальнейшего технического обслуживания клапанов факельной системы с целью сокращения выбросов загрязняющих веществ.	Принято. Данный пункт представлен в Экологических условиях к действующему Экологическому разрешению на воздействие.
Предложения и замечания общественности с экологического портала:	
1. Прошу предоставить уточненную технологическую схему Тенгизского месторождения, утвержденную в 2013 году. Прошу предоставить «Проект разработки месторождения Тенгиз» в рамках намечаемой деятельности.	В соответствии с п.7 ст.72 Экологического кодекса, а также п.8 Стандарта государственной услуги «Выдача заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду» утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 02 июля 2020 года №130, определяемый перечень документов необходимых для оказания государственной услуги не содержит перечисленные в данном пункте проектные документы. Вместе с тем на общественные слушания, проводимые посредством открытых собраний, предоставляется пакет документов, определяемый пп.2) п.12 Правил проведения общественных слушаний, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 03 августа 2021 года №286, где также отсутствуют перечисленные в данном пункте проектные документы. Таким образом ввиду отсутствия законодательных требований предоставление перечисленных проектных документов не предоставляется возможным.
2. Почему в Заявлении о намечаемой деятельности ТШО не размещены ПРИЛОЖЕНИЯ 1, 2, 3, 4, хотя ссылка в Заявлении на них есть? Где посмотреть эти ПРИЛОЖЕНИЯ?	Материалы к Заявлению о намечаемой деятельности были размещены и сейчас доступны на портале ecoportal.kz, включая Приложения.
3. Планирует ли ТШО пересматривать в рамках нового проекта ОВОС размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) Тенгизского месторождения? Проводились ли новые расчеты СЗЗ и можно ли посмотреть эти данные?	На основании проведенного комплексного анализа, результаты которого представлены в настоящем ОВВ (раздел 4, приложения), в том числе: моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, оценки риска здоровью населения, уровней воздействия физических факторов, а также для каждого объекта ТШО проанализированы нормативные размеры СЗЗ, в соответствии с требованиями Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека", утвержденных от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, размеры действующей СЗЗ ТШО не требуют

	пересмотра.
4. Производственный мониторинг накопления и захоронения отходов складывается из операционного мониторинга – наблюдений за технологией накопления и захоронения отходов производства и потребления, мониторинга лимитов накопления и лимитов захоронения отходов и т.д. Как часто проводятся замеры указанного воздействия объектов захоронения отходов на состояние компонентов природной среды? Своевременно будут вывозиться на места накопления и захоронения отходов (полигоны ППО и ТБО на территории ТенгизЭкоЦентра - или на переработку специализированным предприятиям). Каким предприятиям вы сдаете отходы производства и отслеживаете ли процесс их дальнейшей переработки и утилизации?	Для определения уровня воздействия объектов размещения отходов на окружающую среду, а также эффективности реализуемых технологических решений по ООС, компанией, в соответствии с утвержденной программой Производственного экологического контроля проводятся работы по мониторингу эмиссии и мониторингу воздействия. Действующая программа ПЭК охватывает такие направления работ, как – газовый мониторинг, мониторинг атмосферного воздуха, мониторинг грунтовых вод и почв, мониторинг фильтрата и радиологический контроль. Для определения уровня разложения отходов и влияния на окружающую среду проводится газовый мониторинг: • в толще отходов, где можно определить количество и состав образуемого газа; • на поверхности полигона и санитарно-защитной зоне объекта для того, чтобы выявить случаи неконтролируемого выхода газа на поверхность. **Атмосферный воздух, пробоотбор**: • в фоновой точке, расположенной с наветренной стороны на полигоне; • из каждой газоотводной трубы (скважины), установленной на полигоне и в точке на поверхности полигона, не более 1 метра от каждой газоотводной трубы с подветренной стороны - 12 точек; • на границе СЗЗ полигона ТБО – 4 точки; • измерение среднесуточных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в точке по середине полигона (4-е отбора проб за одни сутки). **Подземные воды.** Контроль осуществляется по средствам 23 наблюдательных скважин, из них на Полигоне ТБО расположено 9 наблюдательных скважин, полигон ПО – 10, на Старый полигон ПО - 4 скважины. Ежеквартально производится замер уровня и температуры грунтовых вод в наблюдательных скважинах. Результаты проведенного анализа представлены в Разделе 2 ОВВ. **Мониторинг состояния почв** Мониторинг состояния почв проводится в 5-ти точках пробоотбора на полигоне ТБО, на 4-х точках на полигоне ППО и 8-и точках Старого полигона ПО. Результаты проведенного анализа представлены в Разделе 2 ОВВ. **Мониторинг фильтрата** Мониторинг фильтрата на полигонах ПО и ТБО включает: визуальное обследование территории, прилегающей к полигонам и наблюдения за

	уровнем фильтрата в смотровых колодцах; наблюдения за химическим составом фильтрата. Результаты проведенного анализа представлены в Разделе 2 ОВВ. **<u>Радиационный мониторинг</u>** На ТЭЦ (полигон ТБО, ППО) ежегодно проводятся замеры показателей мощности эквивалентной дозы гамма-излучения природных радионуклидов (МЭД). Результаты проведенного анализа представлены в Разделе 2 ОВВ. **Обращение с отходами в ТШО.** Информация по обращению с отходами представлена в разделе 4.10.1. и ниже. Процесс обращения с отходами в компании выстроен в полном соответствии с требованиями действующего законодательства Республики Казахстан и международных стандартов. В свою очередь, Компания ведет постоянный учет объемов накопления отходов на специализированных площадках и захоронения отходов на собственных полигонах, согласно установленным лимитам. В целях обеспечения контроля за соответствием требованиям, представителями отдела экологии ТШО на регулярной основе проводятся инспекции на собственных объектах. На производственных участках обеспечивается своевременный вывоз образуемых отходов специализированным организациям на переработку, либо отходы доставляются на территорию ТЭЦ на размещение. Принимая важность контроля процесса переработки отхода, ТШО проводит регулярные выезды на объекты подрядчика с целью анализа соответствия нормативным требованиям и договорным обязательствам. Обязательным условием переработки/уничтожения каждой партии отходов, является предоставление подрядчиком в адрес ТШО актов по переработке отходов. Дополнительно следует отметить, что компании, привлеченные к оказанию услуг по обращению с опасными отходами, прошли обязательную процедуру аудита на соответствие требованиям корпоративного стандарта TWS. Цель данного процесса – обеспечение процесса передачи отходов ТШО специализированным предприятиям для их переработки или утилизации с соблюдением определенных требований охраны окружающей среды, техники безопасности, а также нормативных и финансовых стандартов. Данный процесс предусматривает тщательную оценку объектов сторонней организации сертифицированными аудиторами до начала их использования. Объекты сторонних организаций, которые не прошли оценку по процессу, не включаются в список компаний «выбранных для

	использования» и им нельзя будет принимать отходы ТШО.
5.Много раз поднимался вопрос на общественных слушаниях об инструментальных замерах основных ингредиентов ЗВ, выбрасываемых ТШО: в частности, окислов серы на различном удалении от источников выбросов с тем, чтобы сравнить фактические концентрации окислов серы с данными компьютерного моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, что позволило бы определить фактическую зону загрязнения. В связи с этим вопрос: почему подобные исследования до сих пор не проводятся?	В соответствии с методологией, действующей на территории РК, для оценки воздействия и определения максимальных концентраций ЗВ, выполняется моделирование рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере (математическое моделирование с помощью программных комплексов). Согласно этой же методологии, по результатам проведенного моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, для ТШО установлена санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая по своему функциональному назначению является буферной зоной, отделяющей производственную зону от жилой. На границе СЗЗ должен соблюдаться критерий качества атмосферного воздуха в виде концентраций ЗВ не превышающих 1 ПДК. В рамках производственного экологического контроля, значения концентраций окислов серы на границе СЗЗ контролируются экологической лабораторией, и сообщаются на ежеквартальной основе в составе обязательной экологической отчётности. Кроме того, в ТШО действуют станции наблюдения за окружающей средой (СНОС), которые позволяют отслеживать концентрации окислов серы (и других основных ЗВ) в режиме реального времени, вблизи границы СЗЗ. Получаемые данные позволяют провести оценку состояния атмосферного воздуха и подтверждают соблюдение критериев качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ, и, следовательно, за её пределами в непосредственной близости, по факту. Принимая во внимание получаемые результаты измерений качества атмосферного воздуха, организация дополнительных исследовательских работ не является целесообразной.
6. Согласно Экологического кодекса РК действующие промышленные предприятия обязаны внедрять наилучшие технологии с целью снижения загрязнения окружающей среды и вредных выбросов в атмосферу. Об этом также есть указания и в вашем проекте НДВ. Правда, при этом нет конкретных предложений, какие новые технологии вы намерены внедрять на своем производстве, несмотря на то, что собираетесь вводить новый завод – ПБР в 2024 году. Как на ТШО обстоит дело с внедрением НДТ и установкой АСМ на всех источниках выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) от вашего предприятия?	Согласно результатам Комплексного технологического аудита, проведенного в 2021 году НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» было определено, что на технологических объектах ТОО «Тенгизшевройл» внедрено более 60 НДТ, как в области общих технологий добычи нефти и газа, так и в области охраны окружающей среды и энергоэффективности. Также, на основании экспертной оценки технологий по добыче нефти и газа, переработке нефти и газа, производства электроэнергии и тепла ТОО «Тенгизшевройл», НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» констатировал потенциальное соответствие технологии предприятия принципам наилучших доступных технологий и собственно НДТ из российских и европейских справочников ИТС НДТ 28-2017

	«Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа», иных ИТС НДТ и европейских BREFs, кроме того, ряд технологий на предприятии имеют уникальные характеристики. Рассмотрение иных решений связанных с внедрением НДТ возможно после официального утверждения соответствующих справочников НДТ. В целях исполнения законодательных требований по контролю и учету выбросов, ТШО планирует поэтапную установку в 2023-2025 гг. автоматизированных систем мониторинга выбросов (АСМ) в окружающую среду на следующих производственных объектах: КТЛ, ЗВП, ЗСГ включая вспомогательные ГТЭС и др. АСМВ устанавливается согласно «Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля»: на дымовых трубах, валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу 500 и более тонн в год от одного источника; для источников на станциях, работающих на топливе, за исключением газа, с общей электрической мощностью 50 МВт и более, для котельных с тепловой мощностью 100 Гкал/ч и более; для источников энергопроизводящих организаций, работающих на газе, с общей электрической мощностью 500 МВт и более, для котельных с тепловой мощностью 1200 Гкал/ч и более. Предусматривается проведение ранних строительных работ, включающих подготовительные работы, установку фундаментов, опорных конструкции (там, где требуется), выполнение врезок. Установка оборудования и завершение строительства будет вестись поочередно с поэтапным вводом в эксплуатацию оборудования АСМВ. Проектируемые АСМВ будут транслировать показания от приборов всех объектов ТШО каждые 20 минут на портал соответствующего контролирующего государственного ведомства. Соответствующие сведение представлены в разделе 7 ОВВ.
7. В документах компании указано что санитарно-защитная зона ТШО была утверждена в 2011году. С тех пор идет застройка. Почему не осуществлена кумулятивная оценка ОВОС и не пересмотрены границы СЗЗ ? Это новый нормативный документ "Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" : https://adilet.zan.kz/rus/docs/V2200026447 В п.7	В настоящее время на территории Республики Казахстан расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере проводятся по «Методике расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221–ө (далее Методика). Согласно п.63 Методики фоновые концентрации устанавливаются территориальными отделениями Казгидромета, которые в свою очередь сообщают об отсутствии наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в рассматриваемом районе,

Главы 2 изложено что, к фоновой концентрации относится - концентрация загрязняющего вещества в единице объема атмосферного воздуха, рассчитываемая по данным наблюдений за состоянием атмосферного воздуха конкретной территории и обусловленная влиянием всех источников выбросов на данной территории, включая трансграничное загрязнение атмосферного воздуха. Т.е. это означает что организация производящая экологический мониторинг может расчитать фоновые концентрации для расчетов рассеивания, даже если отсутствуют посты "Казгидромета". В представленных общественности и экспертам документах компания "Тенгизшевройл" опять указывает что в настоящее время в районе ТШО отсутствуют действующие пункты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха. При этом имеет возможность согласовать и использовать собственный фон ЗВ исходя из данных ПЭК как я объяснял выше. Это обстоятельство (моделирование/расчет рассеивания с учетом фоновых концентраций) в свою очередь неизбежно приводит к необходимость выполнения требования по пересмотру/увеличению границ СЗЗ ТШО, которое изложено в п. 26, Главы 2 сан. требований. Согласно сан. требований согласно п. 44, Параграфа 1 при реконструкции/модернизации должен быть разработан проект СЗЗ и речи о том что СЗЗ будет потом не может. Чего я и требую!	согласно справкам РГП «Казгидромет», полученным на сайте https://www.kazhydromet.kz и Филиала РГП Казгидромет по Атырауской области. Дополнительно были сделаны запросы в Комитет экологического регулирования Министерства экологии и природных ресурсов РК, а также в РГП «Казгидромет» и получены ответы, что подготовка информации о фоновых концентрациях ЗВ отнесена к государственной монополии и может осуществляться только РГП «Казгидромет». Также согласно выданной справки 24-01-01/281 от 09.03.2021г. указывается, что Филиал РГП Казгидромет по Атырауской области фоновые концентрации ЗВ в атмосферном воздухе отдельно по территории не рассчитывает. Под кумулятивным воздействием в редакции ст.66 Экологического кодекса определяется такое понятие, как воздействия, которые могут возникнуть в результате постоянно возрастающих негативных изменений в окружающей среде, вызываемых в совокупности прежними и существующими воздействиями антропогенного или природного характера, а также обоснованно предсказуемыми будущими воздействиями, сопровождающими осуществление намечаемой деятельности. Соответствующий учет данного вида воздействия представлен в ОВВ. Установленная расчётная СЗЗ является достаточной, подтвержденной и отвечает всем предъявляемым к ней законодательным требованиям.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ ТОО «SED»
НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ И ОКАЗАНИЕ УСЛУГ
В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
№ 01804Р ОТ 15.12.2015 Г.**

15021708

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2015 года **01804Р**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "SED"**

050006, Республика Казахстан, г.Алматы, СО "Дархан", дом № 4А., -., БИН: 040840002110

(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 **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **06.08.2007**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01804Р

Дата выдачи лицензии 15.12.2015 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Экологический аудит для 1 категории хозяйственной и иной 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 "SED"**

050006, Республика Казахстан, г.Алматы, СО "Дархан", дом № 4А., -., БИН: 040840002110

(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 **Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 15.12.2015

Место выдачи г.Астана

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағыЗаңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. 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.

15021708

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

15.12.2015 жылы **01804Р**

Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"SED" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

050006, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., СО "Дархан", № 4А үй., -., БСН: 040840002110 **берілді**

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес -сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту **Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып**

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар **Мұнай-газ кешеніндегі экологиялық реттеу, бақылау және мемлекеттік инспекция комитеті. Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі.**

(лицензиярдың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда)

Алғашқы берілген күні **06.08.2007**

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер **Астана қ.**

МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 01804Р

Лицензияның берілген күні 15.12.2015 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін экологиялық аудит
- шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат **"SED" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі**

050006, Қазақстан Республикасы, Алматы қ., СО "Дархан", № 4А үй., -., БСН : 040840002110

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар **Мұнай-газ кешеніндегі экологиялық реттеу, бақылау және мемлекеттік инспекция комитеті. Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі.**

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда)

Қосымшаның нөмірі 001

Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні 15.12.2015

Берілген орны Астана қ.

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағыЗаңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маңызы бірдей. 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ

Обзор законодательной и нормативно-технической документации, используемой при проведении экологической оценки

В Экологическом Кодексе Республики Казахстан № 400-VI от 2 января 2021 года (ЭК) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.) вводится понятие «экологическая оценка» (ст. 48). Под экологической оценкой понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду. Оценка воздействия на окружающую среду является обязательной:

1) для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 1 приложения 1 к ЭК;
2) для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к Кодексу, если обязательность проведения оценки воздействия на окружающую среду в отношении такой деятельности или таких объектов установлена в заключении о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности.

Запрещается реализация намечаемой деятельности, в том числе выдача экологического разрешения для осуществления намечаемой деятельности, без предварительного проведения оценки воздействия на окружающую среду, если проведение такой оценки является обязательным для намечаемой деятельности в соответствии с требованиями ЭК (ст. 65).

Оценка воздействия на окружающую среду включает в себя следующие стадии (ст. 67 ЭК):

1) рассмотрение заявления о намечаемой деятельности в целях определения его соответствия требованиям ЭК, а также в случаях, предусмотренных Кодексом, проведения скрининга воздействий намечаемой деятельности;
2) определение сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду;
3) подготовку отчета о возможных воздействиях;
4) оценку качества отчета о возможных воздействиях;
5) вынесение заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду и его учет;
6) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с настоящим Кодексом.

Требования ЭК направлены на обеспечение экологической безопасности, предотвращение вредного воздействия любой хозяйственной деятельности на естественные экологические системы, сохранение биологического разнообразия и организацию рационального природопользования. В кодексе определены объекты и основные принципы охраны окружающей среды, экологические требования к хозяйственной и иной деятельности, экономические механизмы охраны окружающей среды и компетенции органов государственной власти и местного самоуправления, права и обязанности граждан и общественных организаций в области охраны окружающей среды.

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать меры, направленные на охрану окружающей среды (ст. 397):

- применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель;

- по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;
- по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»;
- по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения;
- по очистке и повторному использованию буровых растворов;
- по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом и т.д.

Кроме Экологического кодекса вопросы охраны окружающей среды и здоровья населения регулируются следующими основными законами:

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.)*;
- Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 7 июля 2020 года № 360-VI *(с изменениями и дополнениями на 01.05.2023 г.);*
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года № 93-III *(с изменениями по состоянию на 12.09.2022 г.)*;
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V ЗРК *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» от 16 июля 2001 года № 242-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175-III *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2019 года № 288-VI ЗРК (*с изменениями от 01.05.2023 г.);*
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*;
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. № 219-1 *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)*.

Казахстанское природоохранное законодательство базируется на использовании экологических нормативов. Экологические нормативы качества атмосферного воздуха устанавливаются (ст. 200 ЭК):

1) для химических показателей состояния атмосферного воздуха - в виде предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе;
2) для физических показателей состояния атмосферного воздуха - в виде предельно допустимых уровней физических воздействий на атмосферный воздух.

Под предельно допустимой концентрацией загрязняющих веществ в атмосферном воздухе понимается максимальное количество (масса) химического вещества, признанного в соответствии с ЭК загрязняющим, которое (которая) при постоянном или временном воздействии на человека не влияет на его здоровье и не вызывает неблагоприятных наследственных изменений у его потомства, а также не вызывает деградацию компонентов природной среды, не нарушает устойчивость экологических систем и не приводит к сокращению биоразнообразия. Нормативы качества воздуха внутри жилых и производственных помещений, а также в пределах промышленных (производственных) зон устанавливаются гигиеническими нормативами в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области здравоохранения. Указанные нормативы не относятся к экологическим нормативам и не регулируются экологическим законодательством Республики Казахстан.

Экологические нормативы качества вод устанавливаются государством для поверхностных и подземных вод за исключением объектов, оборудованных и предназначенных для размещения отходов, и сброса сточных вод, предотвращающих загрязнение земной поверхности, недр, поверхностных и подземных вод (ст. 212 ЭК).

К нормативам эмиссий относятся нормативы допустимых выбросов и нормативы допустимых сбросов (ст. 39 ЭК). Под нормативами эмиссий понимается совокупность предельных количественных и качественных показателей эмиссий, устанавливаемых в экологическом разрешении. Нормативы эмиссий для намечаемой деятельности рассчитываются и обосновываются в виде отдельного документа - проекта нормативов эмиссий, который разрабатывается в привязке к соответствующей проектной документации намечаемой деятельности и представляется в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды вместе с заявлением на получение экологического разрешения в соответствии с настоящим Кодексом.

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются «Водным кодексом» РК. В Кодексе указывается, что при разведке и добыче полезных ископаемых недропользователи обязаны принимать меры по предупреждению загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод. Для этого необходимо соблюдать установленные лимиты, разрешенные объемы и режим водопользования; вести учет использования водных ресурсов; осуществлять водоохранные мероприятия: соблюдать установленный режим хозяйственной деятельности на территории водоохранных зон; проводить производственный мониторинг поверхностных и подземных вод.

В соответствии Законом Республики Казахстан от 11 апреля 2014 года № 188-V *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)* «О гражданской защите» владельцы производственных объектов обязаны применять технологии, технические устройства, материалы, допущенные к применению на территории Республики Казахстан.

Животный мир является важной составной частью природных богатств Республики Казахстан. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 593-II «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира принят для того, чтобы обеспечить эффективную охрану, воспроизводство и рациональное использование животного мира. В нем определены основные требования к охране животных при осуществлении производственных процессов и

эксплуатации транспортных средств. Закон определяет порядок осуществления государственного контроля охраны, воспроизводства и использования животного мира, а также меры ответственности за нарушение законодательства.

Процедура организации и проведения экологической оценки устанавливается в «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 (*с изменениями и дополнениями от 26.10.2021 г.*).

По результатам изучения возможных существенных воздействий разрабатывается отчет о возможных воздействиях, который представляется в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды. После рассмотрения отчета уполномоченный орган выносит заключение по результатам оценки.

Объемы допустимых выбросов и сбросов определяются в соответствии с требованиями Приказа Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду». Лимиты накопления и захоронения отходов определяются согласно «Методике расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утв. Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206.

Процедура оценки воздействия сопровождается ее освещением в средствах массовой информации, а также путем проведения общественных слушаний. Общественные слушания проводятся в соответствии с Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний» (*с изменениями от 26.10.2021 г.*).

Полный список законодательных и нормативных документов, которыми руководствовались при разработке Отчета о воздействиях приведен ниже.

Перечень законодательной и нормативно-технической документации, используемой при проведении экологической оценки

Название	Дата и номер регистрации
Законы Республики Казахстан	
Экологический кодекс Республики Казахстан	от 2 января 2021 года № 400-VI (*с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.*)
Кодекс о недрах и недропользовании	от 27 декабря 2017 года № 125-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2023 г.)
Водный кодекс Республики Казахстан	от 9 июля 2003 года № 481-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*
Земельный кодекс Республики Казахстан	от 20 июня 2003 года № 442-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.23 г.*)
Кодекс Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс)	от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Налоговый кодекс) (*с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.04.2023 г.*)
Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения»	от 7 июля 2020 года № 360-VI (*с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.*)
Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании»	от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.09.2022 г.*)
Закон Республики Казахстан «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам»	от 7 июля 2004 года № 580-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.09.2022 г.*)
Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»	от 16 мая 2014 года № 202-V ЗРК *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*
Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»	от 16 июля 2001 года № 242-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*
Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях»	от 7 июля 2006 года № 175-III *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*
Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»	от 9 июля 2004 года № 593-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*
Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»	от 26.12.2019 года №288-VI *(с изменениями от 01.05.2023 г.)*
Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»	от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.)*
Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»	от 23 апреля 1998 г. № 219-1 *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.)*
Закона РК «Об обеспечении единства измерений»	от 7 июня 2000 года № 53-II *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.)*
Постановления Правительства Республики Казахстан	
Перечень объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение	Постановление Правительства Республики Казахстан (ППРК) от 21 июня 2007 г. № 521 *(с изменениями и дополнениям от 24.05.2011 г.)*
Об утверждении Перечня экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 271
Перечень особо охраняемых природных территорий республиканского значения	ППРК от 26 сентября 2017 года № 593 *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.07.2022 г.)*
Перечень объектов государственного природно-заповедного фонда республиканского значения	ППРК от 28 сентября 2006 года № 932 *(с изменениями и дополнениями от 24.05.2011 г.)*
Перечни редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений и животных	ПП РК от 31 октября 2006 года №1034 *(с изменениями и дополнениями по состоянию на 30.09.2022 г.)*

Приложение 3. Обзор законодательной и нормативно-технической документации, используемой при проведении экологической оценки

Название	Дата и номер регистрации
Нефтяные операции	
Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239*(с изменениями и дополнениям от 20.08.2021 г.)*
Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355 (*с изменениями и дополнениями от 15.01.2023 г.*)
Промышленность нефтяная и газовая. - Методика контроля воздушной среды на производстве	СТ РК 1854-2008
Охрана атмосферного воздуха	
Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63
Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ	СТ РК 1517-2006
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников	Приказ МООС РК от 18 апреля 2008 года № 100-п, Приложение 13
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников	Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө
Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок	Приложение № 9 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө
Методика определения выбросов автотранспорта для проведения сводных расчетов загрязнения атмосферы	РНД 211.2.02.11-2004. Приказ МООС РК № 328-п от 20 декабря 2004 г.
Методические указания по определению загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров	РНД 211.2.02.09-2004. Приказ МООС РК № 328-п от 20 декабря 2004 г.
Методические указания «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях»	РД 52.04.52-85
Охрана водных ресурсов	
Список водно-болотных угодий международного и республиканского значения	Приказ министра сельского хозяйства РК от 24 апреля 2015 года № 18-03/369 *(с изменениями от 08.01.2020 г.)*
Методические указания по применению Правил охраны поверхностных вод РК	РНД 211.2.03.02-97
Правила охраны поверхностных вод РК	РНД 01.01.03-94. Приказ Министерства экологии и биоресурсов РК от 27.06.94 г.
Правила установления водоохранных зон и полос	Приказ Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 18 мая 2015 года № 19-1/446 *(с изменениями от 06.08.2020 г.).*
Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на водные объекты	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 16 июля 2021 года №254
Единая система классификации качества воды в водных объектах	Приказ Председателя Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства РК от 9 ноября 2016 года №151
Охрана земель	
Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву	Совместный приказ Министерства Здравоохранения от 30.01.2004 г. № 99 и Министра ООС РК от 27.01.2004 г. № 21-п
РНД «Охрана земельных ресурсов. Экологические требования в области охраны и использования земельных ресурсов (в том числе земель сельскохозяйственного назначения)»	Астана, 2005 г.
«Об утверждении Экологических критериев оценки земель в целях определения необходимости их перевода из более ценных в менее ценные, консервации, а также отнесения к зоне экологического бедствия или зоне чрезвычайной экологической ситуации»	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 228

Название	Дата и номер регистрации
«Об утверждении критериев оценки экологической обстановки территорий»	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 августа 2021 года № 327
Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния	ГОСТ 17.4.2.01-81
Отходы производства и потребления	
Перечень видов отходов для захоронения на полигонах различных классов	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 7 сентября 2021 года № 361
Правила разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261
Методика расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206
Правила ввоза, вывоза и транзита отходов	ППРК от 11 июля 2007 года №594 *(с изменениями от 31.12.2013 г.)*
«Об утверждении Формы паспорта опасных отходов»	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 20 августа 2021 года № 335
Классификатор отходов	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314
Перечень отходов, не подлежащих энергетической утилизации	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от *30 июля 2021 года №275*
Контроль в области охраны окружающей среды	
Правила 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
Формы документов, касающихся организации и проведения государственного экологического контроля	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 24 мая 2021 года № 166
Правила ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208
Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ	ГОСТ 17.2.4.02-81
Газоанализаторы автоматические непрерывного действия. Общие требования к установке техническому обслуживанию и поверке	СТ РК 2.108-2006
Охрана природы. Атмосфера. Определение параметров выброса диоксида серы из стационарных источников загрязнения	СТ РК 17.0.0.04-2002
Методические рекомендации по контролю воздушной среды	Согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39
Инструкция по отбору проб при контроле загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами. Основные требования	Приказ МООС РК №65-п от 22.02.2006 г.
Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа	ГОСТ 17.4.4.02-2017
Грунты. Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов	ГОСТ 12071-2014

Название	Дата и номер регистрации
Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков	ГОСТ 17.1.3.07-82
Вода. Общие требования к отбору проб	ГОСТ 31861-2012
Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества	СТ РК ГОСТ Р 51232-2003
Качество вод. Термины и определения	ГОСТ 27065-86
Радиационный контроль. Отбор проб поверхностных и сточных вод. Общие требования	СТ РК 1545-2006
Инструкция по контролю за работой очистных сооружений и отведением сточных вод	Приказ МООС РК №129-п от 14.04.2005 *(с изменениями от 27.05.05 г. №167-п)*
Шум. Методы измерения шума на селитебной территории и в помещениях жилых и общественных зданий	ГОСТ 23337-2014
Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни и требования к проведению контроля	СТ РК 1151-2002
Шум. Технический метод определения уровней звуковой мощности промышленных предприятий с множественными источниками шума для оценки уровней звукового давления в окружающей среде	ГОСТ 31297-2005 (ИСО 8297:1994)
Шум. Затухание звука при распространении на местности. Часть 2. Общий метод расчета	ГОСТ 31295.2-2005 (ИСО 9613-2:1996)
Шум. Транспортные потоки. Методы измерения шумовой характеристики	ГОСТ 20444-85
Нормы шумовых и иных акустических воздействий искусственного происхождения	Приказ Министра сельского хозяйства Республики Казахстан от 7 октября 2015 года № 18-02/899
Вибрация. Воздействие вибрации на человека. Средства измерений	ГОСТ ИСО 8041-2006 ISO 8041:2005
Методики, используемые при проведении экологической оценки	
Инструкция по организации и проведению экологической оценки	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 (*с изменениями и дополнениями от 26.10.2021 г.)*.
Перечень загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212
Правила выполнения компенсации потери биоразнообразия	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 мая 2021 года № 151
Правила проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229
Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду	Приказ МООС РК от 29 октября 2010 г. №270-п
Экологическая экспертиза	
«Об утверждении Правил проведения государственной экологической экспертизы»	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 317
Распределение объектов экологической оценки, государственной экологической экспертизы между уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, его структурными и территориальными подразделениями	Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 370
Правила проведения общественных слушаний	Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 *(с изменениями от 26 октября 2021г.)*
Правила оказания государственной услуги «Выдача заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду»	Приложение 4 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 2 июня 2020 года № 130 *(с изменениями по состоянию на 22.06.2022 г.)*

Название	Дата и номер регистрации
Санитарные правила и нормы	
Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приложение 4 к приказу Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13
Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ Министра здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26
«Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к транспортным средствам для перевозки пассажиров и грузов»	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2021 года № ҚР ДСМ-5
«Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»	Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020
Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168
Об утверждении «Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15
«Санитарно-эпидемиологические требования к административным и жилым зданиям»	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2022 года № ҚР ДСМ-52
Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к радиотехническим объектам»	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 23 апреля 2018 года №188
«Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020
Правила проведения санитарно-эпидемиологического мониторинга	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 13 ноября 2020 года № ҚР ДСМ-193/2020

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ «ВОДОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ»

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.1

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ

Существующее положение

Таблица П.5-1 Баланс водопотребления и водоотведения КТЛ на существующее положение

№ п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс. м³/год						Водоотведение, тыс. м³/год						Примечания
		Всего	Вода без использования	На производственные нужды			Вода питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды	Всего	На закачку в подземные горизонты		Хоз-бытовые сточные	Поверхностные приемники	Безвозвратные потери, тыс. м³/год	
				Вода тех качества КТО	Вода ПИВ	Вода процесса SCOT			Произв СВ в КЗ	Пласт вода				
Газоперерабатывающий завод														
1	КТЛ –1* 2024	**356.013**	161.613	19.000	171.000		4.400	**255.813**	89.800	161.613	4.400		100.200	Потери при подпитке оборотных систем
2	КТЛ –2* 2024	**356.013**	161.613	19.000	171.000		4.400	**255.813**	89.800	161.613	4.400		100.200	
3	КТЛ-2.3, производство 2024	**103.300**		10.000	90.000		3.300	**45.100**	41.800		3.300		58.200	
4	5-нитка, котельная ** (приготовление деминерализованной воды и пара)	**1191.400**		95.500	592.500	500.000	3.400	**353.400**	350.000		3.400		838.000	Потери на подпитку оборотной системы пароконденсата
5	5-я нитка, УНЩ***	**5.200**		5.2				**5.200**	5.2				0.000	При ремонте УНЩ могут вывозиться как отход.
6	Энергоцех (котельная на приготовление деминерализованной воды)	**98.200**		9.640	86.760		1.800	**44.800**	43.000		1.800		53.400	Потери на приготовление пара и подпитка системы отопления
7	Некондиционная вода с Установки SCOT	**93.000**	93.000					**93.000**	93.000		0.000			Эксплуатационные данные
8	Установка 600. Цех грануляции серы (Установка грануляции серы GX-1,2,3,4,5; Скруберы для орошения воздуха (подпитка); Гидроуборка полов)	**71.458**		6.868	63.650		0.940	**0.940**	2000*		0.940		70.518	Эксплуатационные данные, кислые стоки вывозятся. В балансе не участвуют
9	Установка 600. Крошение и налив серы на карты (Пылеподавление на производственной площадке)	**14.600**		14.600									14.600	Потери при пылеподавлении
10	Общее техническое и ремонтное обслуживание, а также складские помещения	**18.160**		13.870			4.290	**17.160**	12.870		4.290		1.000	Потери при пылеподавлении

№ п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс. м³/год						Водоотведение, тыс. м³/год				Поверх-ностные приемники	Безвозвратные потери, тыс. м³/год	Примечания
		Всего	Вода без использования	На производственные нужды			Вода питьевого качества на хозяйственно-питьевые нужды	Всего	На закачку в подземные горизонты		Хоз-бытовые сточные			
				Вода тех качества КТО	Вода ПИВ	Вода процесса SCOT			Произв СВ в КЗ	Пласт вода				
11	Химико-реагентное хозяйство (ХРХ), в том числе пропаривание бочек	**13.900**		1.030	9.270		3.600	**4.700**	3.100		1.600		9.200	Потери при приг-нии раст-в реагентов
12	Аварийно-спасательная служба (в т.ч. тренировки по тушению пожара)	**4.478**		0.288	2.590		1.600	**4.478**	2.878		1.600			
13	Административный корпус (АДК), в том числе заводская столовая	**6.200**					6.200	**6.200**			6.200			
14	Очистные сооружения КТЛ системы КЗ	**12.614**		10.810			1.804	**12.614**	10.810		1.804			
15	Площадка для про-мывки емк-й вакуум-ных машин и пучков теплообменников	**10.960**		10.950			0.010	**10.960**	10.950		0.010			
16	Планируемые ремонтно-строительные работы	**19.350**		18.250			1.100	**12.050**	10.950		1.100		7.300	Потери при пылеподавлении
17	Гидротестовые работы	**2.000**		2.000				**2.000**	2.000					
18	Резервуарный парк нефти	**69.400**	0.300	47.600	20.400		1.100	**69.400**	0.300		1.100	68.000		
19	Товарный парк СУГ	**7.540**		6.700			0.840	**7.540**	6.700		0.840			
	Всего по КТЛ	**2453.785**	**416.525**	**291.306**	**1207.170**	**500.000**	**38.784**	**1201.167**	**773.158**	**323.225**	**36.784**		**1252.618**	
	Завоз производственных сточных вод на КОС КЗ КТЛ с других объектов													
1	НПС Тенгиз (КТК)								10.420					
2	Закачка сырого газа (ЗСГ)								0.451					
3	Промысел								4.015					
4	Произв СВ с объектов Промбазы								21.709					
	Всего от других объектов								**104.595**					
	Всего на КОС КЗ КТЛ								**809.753**					

Таблица П.5-2 Баланс водопотребления и водоотведения ЗВП на существующее положение

№ п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс. м³/год						Водоотведение, тыс. м³/год				Безвозвратные потери, тыс. м³/год
		Всего	На производственные нужды			На хозпитьевые нужды	Вода без использования	Всего	Закачка в подземные горизонты		Хозбытовые сточные воды	
			Вода из процесса «Scot»	Вода с ПИВ	Техническая вода КТО	Из сети хозпитьевого водопровода			Промливневые сточные воды	Пластовая вода совместно с промывочной водой		
1	Подготовка питьевой воды (промывка фильтров)	**0.949**				0.949		**0.949**	0.949			
2	Использование на хозяйственно-питьевые нужды и аварийные душевые установки	**2.000**				2.000		**2.000**			2.000	
3	Подпитка пожарных резервуаров	**0.146**			0.146							0.146
4	На хозпитьевые нужды рабочего офиса и столовой (бывшее здание УНМ-7515)	**0.374**				0.374		**0.374**			0.374	
5	Технологические процессы ЗВП (в том числе приготовление деминерализованной воды и использование на У200, У400, У800, подпитка котлов, приготовление растворов реагентов)	**1220.000**	650.000	270.000	300.000			**417.000**	417.000			803.000
6	Пластовая вода	**272.582**					272.582	**272.582**		272.582		
7	Некондиционная вода с процесса SCOT (У-500)	**130.000**					130.000	**130.000**	130.000			
8	Строительно-монтажные работы объектов ЗВП и ЗСГ 3)	**11.700**			10.500	1.200		**11.700**	10.500		1.200	
	Гидротестовые работы	**11.310**			11.310			**11.310**	11.310			
9	Дождевая вода с технологических площадок ЗВП	**3.500**					3.500	**3.500**	3.500			
10	Попутно-добытая вода после нейтрализации. Проект управления остаточными материалами в ходе отработки скважин	**30.135**				0.135	30.000	**30.135**	30.000		0.135	
	Итого	**1682.696**	**650.000**	**270.000**	**321.956**	**4.658**	**436.082**	**879.550**	**603.259**	**272.582**	**3.709**	**803.146**

Таблица П.5-3 Баланс водопотребления и водоотведения ЗСГ на существующее положение

№ п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс. м³/год				Водоотведение, тыс. м³/год			Безвозвратные потери, тыс. м³/год
		Всего	Из сети водопровода деминерализованной воды	Из сети производственного водопровода	Из сети хозпитьевого водопровода	Всего	Производственные сточные воды	Хозбытовые сточные воды	
1	Бытовое помещение	0.11			0.11	0.11		0.11	
2	Промывка турбинных лопастей газокомпрессорной турбины ВД	0.365	0.365			0.365	0.365		
3	На производственные нужды	0.146		0.146		0.146	0.086	0.06	
	Итого	**0.621**	**0.365**	**0.146**	**0.11**	**0.621**	**0.451**	**0.17**	

Таблица П.5-4 Баланс водопотребления и водоотведения ЗТП и ЗСГТП на существующее положение

№ п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс.м³/год				Водоотведение, тыс.м³/год					БП, тыс.м³/год
		Всего	Вода без использования	На производственные нужды	Вода питьевого качества	Всего	На закачку в подземные горизонты		пруд - испаритель	Хозбытовые сточные воды	
				Вода тех качества КТО			Производственные СВ	Технологические сточные воды			
Завод третьего поколения (ЗТП)											
1	Промывка фильтров на установке УФ	**29.620**		29.620		**29.620**	29.620				
2	Установка обратного осмоса (фильтрат)	**227.760**		227.760		**227.760**	227.760				
3	Котельная (продувка котлов)	**182.500**		182.500		**182.500**	182.500				
4	Обессоливатель (промывка нефти)	**333.274**		333.274		**333.274**		333.274			
5	На охлаждение факелов (пар)	**299.665**		299.665							**299.665**
6	отстойник щелочи	**2.891**		2.891							**2.891**
7	емкость прорыва воды	**3.541**		3.541							**3.541**
8	емкость растворителя	**7.154**		7.154							**7.154**
9	система овкв для увлажнения зданий	**0.483**		0.483							**0.483**
10	компрессоры и установка подпитки приводов (подпитка)	**0.264**		0.264							**0.264**
11	газотурбинные генераторы (промывка и увлажнение)	**6.782**		6.782							**6.782**
12	долив затворной жидкости насосов	**0.006**		0.006							**0.006**
13	блок доочистки конденсатат (обратная промывка фильтров)	**0.990**		0.990		**0.990**	0.990				
14	блок деминерализованной воды (промывка оборудования)	**0.540**		0.540		**0.540**	0.540				
15	выработка электроэнергии на РЭУ 52	**0.565**		0.565							**0.565**
16	блок питьевой воды (разбавление реагентов)	**0.079**		0.079							**0.079**
17	Энергопосты (промывка)	**0.069**		0.069		**0.069**	0.069				
18	охладители точек отбора проб	**0.037**		0.037		**0.037**	0.037				
19	увлажнение воздуха в операторных и щитовой	**0.482**		0.482							**0.482**

№ п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс.м³/год				Водоотведение, тыс.м³/год					БП, тыс.м³/год
		Всего	Вода без использования	На производственные нужды	Вода питьевого качества	Всего	На закачку в подземные горизонты		пруд - испаритель	Хозбытовые сточные воды	
				Вода тех качества КТО			Производственные СВ	Технологические сточные воды			
20	установка очистки сточных вод (промывка оборудования)	**0.044**		0.044		**0.044**	0.044				
21	Установка очистки шлама (промывка центрифуги)	**0.511**		0.511		**0.511**	0.511				
22	Установка очистки шлама (разбавление полиэлектролита)	**0.694**		0.694							**0.694**
23	анализаторная	**0.000**		0.000		**0.000**	0.000				
24	система пожаротушения (периодическое испытание)	**1.850**		1.850		**1.850**			1.850		
25	пластовая вода и вода с технологического процесса	**1117.138**	1117.138			**1117.138**		1117.138			
26	дождевые воды с технологических площадок	**19.400**	19.400			**19.400**			19.400		
27	Бытовые помещения (хозяйственно-питьевые нужды)	**3.760**			3.760	**3.760**				3.760	
28	Душевые установки	**4.015**			4.015	**4.015**				4.015	
	Итого ЗТП	**2244.113**	**1136.538**	**1099.800**	**7.775**	**1921.507**	**442.070**	**1450.412**	**21.250**	**7.775**	**322.606**
	Закачка сырого газа третьего поколения (ЗСГТП)										
1	Здание РЭУ (увлажнение воздуха)	0.427		0.427							0.427
2	Энергопосты (промывка)	0.007		0.007		0.007	0.007				
3	система пожаротушения (периодическое испытание)	0.330		0.330		0.330			0.330		
4	дождевые воды с технологических площадок	1.222	1.222			1.222			1.222		
5	Бытовые помещения (хозяйственно-питьевые нужды)	1.460			1.460	1.460				1.460	
6	Душевые установки	2.190			2.19	2.190				2.19	
	Итого ЗСГТП	**5.635**	**1.222**	**0.763**	**3.650**	**5.209**	**0.007**	**0.000**	**1.552**	**3.650**	**0.427**
	Строительно-монтажные работы объектов ЗТП и ЗСГТП	20.085		12.934	7.151	13.141	5.990			7.151	6.944
	Итого Эксплуатация	**2082.715**	**950.642**	**1113.497**	**18.576**	**1752.739**	**448.067**	**1263.294**	**22.802**	**18.576**	**329.977**

Таблица П.5-5 Расчёт водопотребления и водоотведения Базы ПБР/ПУУД на существующее положение

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс. м³/год
					м³/сут.	тыс. м³/год	м³/сут.	тыс. м³/год	
1	Хозяйственно-питьевые нужды	2500 чел	25 л/сут	365	62.5	22.813	62.5	22.813	
2	Столовая на 2000 человек (обед)	6000 усл.блюд	12 л/усл. блюдо	365	72	26.280	72	26.280	
3	Бетонный завод (приготовление раствора бетона)				67.25	21.586	13.25	4.836	16.750
3.1.	*Приготовление растворов бетона*		*30 м³/сут.*	*365*	*30*	*10.950*			*10.950*
3.2.	*Орошение щебня*		*16 м³/сут.*	*180*	*16*	*2.880*			*2.880*
3.3.	*Подпитка системы повторного использования воды (для промывки бетономешалок)*		*8 м³/сут.*	*365*	*8*	*2.920*			*2.920*
3.4.	*Хозбытовые нужды*	*50 чел*	*0.025 м³/сут.*	*365*	*1.25*	*0.456*	*1.25*	*0.456*	
3.5.	*Душевые нужды*	*12 шт., 2 см*	*0.5 м м³/сут.*	*365*	*12*	*4.380*	*12*	*4.38*	
4	База гравия				18.3	3.374	3.3	1.124	2.25

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс. м³/год
					м³/сут.	тыс. м³/год	м³/сут.	тыс. м³/год	
4.1.	*на орошение дорог*		*15 м³/сут.*	*150*	*15*	*2.250*			*2.250*
4.2.	*Хозбытовые нужды*	*40 чел*	*0.025 м³/сут.*	*365*	*1*	*0.365*	*1*	*0.365*	
4.3.	*Душевые нужды*	*2 шт. 2 см*	*0.5 м³/сут.*	*365*	*2*	*0.730*	*2*	*0.73*	
4.4.	*биотуалет*	*2 шт. 2 см*	*0.3 м³/сут.*	*96*	*0.3*	*0.029*	*0.3*	*0.029*	
5	Пылеподавление на дорогах и участках складирования инертных материалов		24 м³/сут.	365	24	8.760			8.76
6	Гидротестовые и грунтовые воды для повторного использования		250 м³/сут.	160	250	40.000			40.000
	Всего на базе ПБР				**494.050**	**122.813**	**151.050**	**55.053**	**67.760**

Таблица П.5-6 Расчёт водопотребления и водоотведения Промысла на существующее положение

№	Наименование	Кол-во	Норма расхода	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м³/год	Источник информации
					м³/сут.	тыс.м³/год	м³/сут.	тыс.м³/год		
Офис Промысла										
1	Хозяйственно-питьевые нужды	96 чел	0.025 м³/сут.	365	2.4	0.876	2.4	0.876		
2	Душевые установки, 9 шт.	2 см* 2 часа	0.5 м³/час	365	18	6.570	18	6.570		
3	Мойка в столовой	1 шт, 2ч	0.5 м³/час	365	1	0.365	1	0.365		
4	Полив зеленых насаждений, газонов и цветников	460 м²	6 л/м² х 2 раза	180	5.52	0.994			0.994	
	Всего офис Промысла				**26.920**	**8.805**	**21.400**	**7.811**	**0.994**	
Промысел (Тенгизское и Королевское месторождения)										
1	Хозпитьевые нужды рабочих при проведении СМР на Промысле	60 чел	0.025 м³/сут.	365	1.5	0.548	1.5	0.548		СП РК 4.01-101-2012
2	Рекультивация 31 участка, в том числе				0.153	10.155	0.125	0.046	10.109	
2.1	Хозпитьевые нужды при рекультивации нарушенных земель	5 чел	0.025 м³/сут..	365	0.125	0.046	0.125	0.046		РООСы по рекультивации
2.2	Орошение грунтов			365	0.028	10.109			10.109	
	рекультивация 101 участка, в том числе:				0.487	10.231	0.45	0.122	10.109	
2.1	Хозпитьевые нужды при рекультивации нарушенных земель	18 чел	0.025 м³/сут.	270	0.45	0.122	0.45	0.122		РООСы по рекультивации
2.2	Орошение грунтов			270	0.037	10.109			10.109	
3	Производственные нужды Промысла, строительные работы 4), заливка радиаторов и гидротестирование трубопроводов		50 м³/сут.	365	50	18.250	11	4.015	14.235	Эксплуатационные данные
	Всего Промысел:				**52.14**	**39.184**	**13.075**	**4.731**	**34.453**	
	Всего офис Промысла и Промысел					**47.989**		**12.542**	**35.447**	

Таблица П.5-7 Расчёт водопотребления и водоотведения Бурения на существующее положение

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс. м³/год	Источник информации
					м³/сут.	тыс. м³/год	м³/сут.	тыс. м3/год		
1	Хозяйственно-питьевые нужды	9	297 м³/ скважина	330	8.10	2.673	8.10	2.673		ОВОС к Проекту «Строительство эксплуатационных и нагнетательных скважин на м/р Тенгиз» и эксплуатационные данные
2	Производственные нужды	9	501 м³/ скважина	330	13.66	4.509	5.45	1.800	2.709	
3	Капитальный ремонт скважин и др. работы		1.5 м³/сут.	365	1.50	0.548			0.548	
	Всего				**23.264**	**7.730**	**13.555**	**4.473**	**3.257**	

Таблица П.5-8 Баланс водопотребления и водоотведения Промбазы на существующее положение

п/п	Наименование производства, потребителей	Водопотребление, тыс. м³/год				Водоотведение, тыс. м³/год			Безвозвратные потери, тыс. м³/год
		Всего	Дождевые воды	Питьевая вода		Всего	Хозбытовые сточные воды	Производственные и дождевые сточные воды	
				На хозпитьевые нужды	На производственные нужды				
1	Сущ. площадка Промбазы	40.412		35.657	4.755	37.324	34.905	2.419	3.089
2	Автозаправочная станция	0.073		0.073		0.073	0.073		
3	Промбаза №3 ТОО «НСС» и ТОО Хемимонтаж	20.440		14.600	5.840	14.600	14.600		5.840
4	ТГТЭС – 1 (ГТС-144)	0.730		0.730		0.511	0.511		0.219
5	База бурения	19.470		13.277	6.193	14.547	13.277	1.270	4.923
6	Нефтеналивная эстакада (ННЭ-1/2)	11.964	1.708	5.146	5.110	10.614	3.796	6.818	1.350
7	Завод по производству гранулированной серы	55.402		6.187	49.215	17.169	6.187	10.982	38.233
8	Станция Тенгиз и Локомотивное депо	7.686		7.566	0.120	7.161	7.041	0.120	0.525
9	Разъезд 8	0.456		0.456		0.456	0.456		
10	Разъезды 52 и 92	0.037		0.037		0.037	0.037		
11	Передвижная установка ТФС-1V4	0.511		0.511		0.511	0.511		
12	Тенгиз Эко Центр (полигон промотходов ТБО)	0.672		0.567	0.105	0.567	0.567		0.105
13	Топливная эстакада	0.100	0.100			0.100		0.100	
	Всего	**157.953**	**1.808**	**84.807**	**71.338**	**103.669**	**81.960**	**21.709**	**54.284**

Таблица П.5-9 Расчёт водопотребления и водоотведения УЭиТО ПБ на существующее положение

№ п/п	Наименование потребителей	Коли-чество	Норма расхода воды	Количество дней работы	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м^3/год	Источник инфор-мации
				в году	м^3/сут.	тыс.м^3/год	м^3/сут.	тыс.м^3/год		
1	Столовая		54,0 м^3/сут	365	54	19.710	54	19.710		раздел ООС к проекту «УЭиТО ПБ»
2	Архив		1,8 м^3/сут	365	1.8	0.657	1.8	0.657		
3	Лаборатория		23.83 м^3/сут	365	23.83	8.698	23.83	8.698		
4	Офисы		5,8 м^3/сут	365	5.8	2.117	5.8	2.117		
5	Ремонтно-механический цех		3,2 м^3/сут	365	3.2	1.168	3.2	1.168		
6	Котельная (подпитка и реген-ция)		19,0 м^3/сут	180	19	3.420	19	3.420		
7	Блок приг-ния еды на вынос для ПБР	8000 бл.	12 л/бл	365	96	35.040	96	35.040		
	Всего				**203.63**	**70.81**	**203.63**	**70.81**		

Таблица П.5-10 Расчёт водопотребления и водоотведения поселка ТШО на существующее положение

№ п/п	Наименование	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м^3/год	Источник информации
					м^3/сут.	тыс. м^3/год	м^3/сут.	тыс. м^3/год		
1	Административные здания	800 чел.	12 л на чел/сутки	365	9.6	3.504	9.6	3.504		СП РК 4.01-101-2012
2	Больница	30 коек	200 л на 1 койку/сутки	365	6	2.190	6	2.190		
3	Поликлиника	170 чел.	13 л на чел/сутки	365	2.21	0.807	2.21	0.807		
4	Жилые здания (общежитие с душами при всех жилых ячейках)	1200 чел.	110 л чел/сутки	365	132	48.180	132	48.180		
5	Столовая, пекарня	9600 бл.	12 л /1 блюдо	365	115.2	42.048	115.2	42.048		
6	Прачечная	420 кг сух. белья в сут.	75 л на 1 кг сухого белья в сутки	365	31.5	11.498	31.5	11.498		
7	Плавательный бассейн					0.000				
	7.1. подпитка и промывка фильтров	1 шт.	28,75 м^3 в сутки	365	28.75	10.494	28.75	10.494		Проект
	7.2. опорожнение	1 шт.	600 м^3 1 раз в год	1	600*	0.600	600*	0.600		Проект
	7.3. прием душа	100 чел.	100 л чел/сутки	365	16	5.840	16	5.840		СП РК 4.01-101-2012
8	Котельная (подпитка)	10 котлов		183	2	0.366			0.366	Эксплуата-ционные данные
9	Промывка фильтров на водоочистной установке питьевой воды	3 промывки в сутки	20 м^3 на 1 промывку	365	60	21.900	60	14.700	7.2	
	Всего по посёлку ТШО				**403.26**	**147.427**	**401.26**	**139.861**	**7.566**	

№ п/п	Наименование	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м³/год	Источник информации
					м³/сут.	тыс. м³/год	м³/сут.	тыс. м³/год		
10	На хозяйственно-питьевые нужды проживающих в вахтовом поселке Suleman (в том числе столовая, прачечная и другие вспомогательные сооружения)	4470 чел.	160 л на чел/сутки	365	715.2	261.048	715.2	261.048		
11	Существующий аэропорт, всего:				34.454	3.543	0.334	0.122	3.421	ОВОС
	- на хозбытовые нужды			*365*	*0.334*	*0.122*	*0.334*	*0.122*		
	- заполн. радиаторов			*365*	*0.01*	*0.004*			*0.004*	
	- полив покрытия перрона			*130*	*4.21*	*0.547*			*0.547*	
	- полив зеленых насаждений			*96*	*29.9*	*2.870*			*2.870*	
	Итого				**1152.914**	**412.018**	**1116.794**	**401.031**	**10.987**	
	Полив зеленых насаждений, газонов и цветников на территории поселка ТШО	8000 м²	0.005 м³ на 1 м²	180	40	7.200			7.200	СНиП РК 4.01-02-2009 табл. 5.3

Таблица П.5-11 Расчёт водопотребления и водоотведения поселка Шанырак на существующее положение

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м³/год	Источник информации
					м³/сут.	тыс.м³/год	м³/сут.	тыс.м³/год		
1	Административные здания (офис, универмаг, кинотеатр, блок связи, проходные, блок производственно-технического обслуживания)	500 чел.	12.00 л/сут. на чел.	365	6.000	2.190	6.000	2.190		СП РК 4.01-101-2012
2	Модули №№ 1-5 (жилые блоки, бытовой центр, столовая, прачечная и т.д.)	3850 чел.	160.00 л/сут. на чел.	365	616.000	224.840	616.000	224.840		В соответствии с РООС к рабочему проекту
	п. Бирлик (жилые блоки, бытовой центр, столовая, прачечная и т.д.)	3500 чел.	160.00 л/сут. на чел.	365	560.000	204.400	560.000	204.400		
4	Бассейн с сауной, всего:									Эксплуатационные данные
	в том числе:									
	- подпитка бассейна	5 %	16.50 м³/сут	365	16.500	6.023	16.500	6.023		
	- душевые нужды	60 чел.	100.00 л/чел.	365	6.000	2.190	6.000	2.190		
	- промывка фильтров			365	11.200	4.088	11.200	4.088		
	- заполнение бассейна		330.00 объем заполнения	1	330*	0.330	330*	0.330		
5	Котельная. Подпитка системы отопления	2 котла		180	1.000	0.180			0.180	Эксплуатационные данные
6	Пекарни	2 шт.	6.00 м³	365	12.000	4.380	12.000	4.380		используется для полива зеленых насаждений
7	Блок осветлительно-фильтровальный (ВОС). Промывка фильтров	1 раз в сут.	15.00 м³ на промывку	365	15.000	5.475	15.000	2.595	2.880	

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м^3/год	Источник информации
					м^3/сут.	тыс.м^3/год	м^3/сут.	тыс.м^3/год		
8	Дезинфекция и промывка трубопроводов и сооружений хозяйственно-питьевого водоснабжения	1 раз в год		1	940 *	0.940	940 *	0.940		В соответствии с РООС к рабочему проекту
9	Дезинфекция и промывка резервуаров хранения очищенной воды	1 раз в год		3	3.000	0.009	3.000	0.009		
10	Производственно-бытовой корпус КОС (Хозбытовые нужды и лаборатория) 1)			365	4.400	1.606	4.400	1.606		
11	Заполнение пожарных резервуаров 1)	1 раз в месяц	60.00 м^3	12 раз	60*	0.720			0.720	Эксплуатационные данные
	Всего:				**1270.300**	**457.371**	**1250.100**	**453.591**	**3.780**	
	Дождевые и талые воды с территории автомобильной стоянки поселка Шанырак					6.943		6.943		
12	Зеленые насаждения. Полив зеленых насаждений.	3200 м^2	6.00 л/м^2	150	19.200	2.880			2.880	Вода для полива берется с гусака промывочной воды из фильтров с ВОС ПТШО
	Итого					**464.314**		**460.534**	**3.780**	

Таблица П.5-12 Расчёт водопотребления и водоотведения поселка Тенгиз на существующее положение

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, м^3/год	Источник информации
					м^3/сут.	тыс.м^3/год	м^3/сут.	тыс.м^3/год		
1. Хозяйственно-питьевые нужды										
1	Жилые здания (общежития с общими душевыми):	15000 чел.	85 л на чел/сут.	365	1275	465.375	1275	465.375		
2	Жилые здания (общежития с ваннами при всех жилых ячейках)	2720 чел.	200 л на чел/сут.	365	544	198.560	544	198.560		
3	Административные здания	4000 чел.	12 л на чел/сут.	365	48	17.520	48	17.520		
4	Производственные здания (бытовые помещения)	550 чел.	25 л на чел/сут.	365	13.75	5.019	13.75	5.019		
5	Клиника	9 коек	200 л на койку/сут.	365	1.80	0.657	1.80	0.657		
6	Столовые	130320 блюд	12 л/блюдо	365	1563.84	570.802	1563.84	570.802		
7	Прачечные	6202 кг	75 л на 1 кг сухого белья в сутки	365	465	169.780	465	169.780		
8	Общественный сервисный цент		2.43 м^3/сут	365	2.43	0.887	2.43	0.887		РООС к Проекту
9	Котельные (подпитка системы отопления)		10 м^3/сут	188	10	1.880			1.880	Эксплуатационные данные
10	Промывка фильтров на ВОС	23	20	365	460	167.900	460	121.100	46.800	
	Всего на хоз-питьевые нужды				***4383.97***	***1598.380***	***4373.97***	***1549.700***	***48.680***	

№ п/п	Наименование потребителей	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, м³/год	Источник информации
				в году	м³/сут.	тыс.м³/год	м³/сут.	тыс.м³/год		
2. Производственные нужды										
	Изготовление ж/б конструкций		2 м³/сут	365	2	0.730			0.730	Эксплуатационные данные
	Мойка машин (подпитка системы повторного использования)		2 м³/сут	365	2	0.730			0.730	
	Подсобное хозяйство		10 м³/сут	365	10	3.650			3.650	
	Всего на производственные нужды				***14***	***5.110***			***5.110***	
	Итого:				**4397.97**	**1603.490**	**4373.97**	**1549.700**	**53.790**	
	Полив зелёных насаждений, газонов и цветников*	43334 м²	6 л/ 1 м² сут.	180	260.0	46.801			46.801	СНиП РК 4.01-02-2009

Таблица П.5-13 Расчёт водопотребления и водоотведения поселка Оркен на существующее положение

№ п/п	Наименование	Кол-во	Норма расхода воды	Кол-во дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м³/год
					м³/сут.	тыс. м³/год	м³/сут.	тыс. м³/год	
1	Жилая зона, в том числе:				28.534	10.415	28.534	10.415	
1.1	*Административные здания*	*20 человек*	*0.012 м³/сут*	*365*	*0.24*	*0.088*	*0.24*	*0.088*	
1.2	*Жилые здания*	*150 человек*	*0.085 м³/сут*	*365*	*12.75*	*4.654*	*12.75*	*4.654*	
1.3	*дом быта*	*10 посещений*	*0.0086 м³/сут*	*365*	*0.086*	*0.031*	*0.086*	*0.031*	
1.4	*столовая*	*960 усл.блюд в сутки*	*0.012 м³/усл. блюдо в сут*	*365*	*11.52*	*4.205*	*11.52*	*4.205*	
1.5	*прачечная*	*52.5 кг/сут*	*0.075 м³/кг белья в сутки*	*365*	*3.938*	*1.437*	*3.938*	*1.437*	
2	50-UB-7652. Здание вспомогательных служб, в том числе:			365	20.6164	7.403	20.6164	7.403	
2.1	*Бытовые помещения (хозяйственно-питьевые нужды)*		*0.0384 м³/сут.*	*365*	*0.0384*	*0.014*	*0.0384*	*0.014*	
2.2	*Подпитка систем отопления*		*0.5 м³/сут.*	*120*	*0.5*	*0.06*	*0.5*	*0.06*	
2.3	*Обратная промывка фильтров ВОС*	*1 промывка в сутки*	*20 м³ на промывку*	*365*	*20*	*7.3*	*20*	*7.3*	
2.4	*Аварийная душевая с баком*	*1 шт.*	*1 м³/в 2 недели*	*365*	*0.071*	*0.026*	*0.071*	*0.026*	
2.5	*Аварийная душевая без бака*	*2 шт.*	*0.05 м³/неделя*	*365*	*0.007*	*0.003*	*0.007*	*0.003*	
3	50-NP-7661. Центр Сбора данных			365	0.631	0.23	0.587	0.215	
3.1	*Бытовые помещения (хозяйственно-питьевые нужды)*	*34 человек*	*0.0169 м³/сут.*	*365*	*0.576*	*0.21*	*0.576*	*0.21*	
3.2	*Увлажнители*	*2 установка*	*0.0275 м³/сут.*	*365*	*0.055*	*0.02*	*0.011*	*0.004*	*0.016*
4	Здание ОЦУП, в том числе:				126.4	46.137	28.9	10.549	35.588
4.1	Подпитка систем отопления и кондиционирования		123.1 м³/сут	365	123.1	44.932	25.6	9.344	35.588
4.2	Бытовые помещения (хозяйственно-питьевые нужды)	52 чел	0.025 м³/см	365	1.3	0.475	1.3	0.475	
4.3	Душевые установки	2 шт.	0.5 м³/см	365	2	0.73	2	0.73	
	Всего				**176.181**	**64.185**	**78.637**	**28.582**	**35.588**

Таблица П.5-14 Расчёт водопотребления и водоотведения поселка КОС на Тенгизе и СПИВ на существующее положение

№ п/п	Наименование потребителей	Количество дней работы в году	Водопотребление		Водоотведение		Безвозвратные потери, тыс.м^3/год
			м3/сут.	тыс. м^3/год	м^3/сут.	тыс. м^3/год	
КОС на Тенгизе							
1	На хозбытовые нужды и нужды лаборатории КОС на Тенгизе	365	10	3.650	10	3.650	
Сооружения повторного использования воды (ПИВ)							
2	На хозбытовые нужды и нужды лаборатории ПИВ	365	2	0.730	2	0.730	
	Всего: КОС на Тенгизе и ПИВ			**4.380**		**4.380**	

Таблица П.5-15 Баланс водопотребления и водоотведения по всем объектам на месторождении ТШО на существующее положение

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м³/год.						Безвозвратное потребление, тыс. м³/год	Водоотведение, тыс.м³/год.				
		На производственные нужды					На хозяйственно - бытовые нужды		Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно - бытовые сточные воды	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используемая вода	Вода без использования							
		всего	в т.ч. питьевого качества										
1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11	12	13
Комплексные технологические линии (КТЛ)	**2453.785**	291.306		47778.354	1707.170	416.525	38.784	**1252.618**	**1201.167**		1164.383	36.784	
Завод второго поколения (ЗВП)	**1682.696**	321.956		7744.800	920.000	436.082	4.658	**803.146**	**879.550**		875.841	3.709	
Закачка сырого газа (ЗСГ)	**0.621**	0.511					0.110	**0.000**	**0.621**		0.451	0.170	
База ПБР	**122.813**	27.760			40.000		55.053	**67.760**	**55.053**			55.053	
ПБР/ПУУД (ЗТП и ЗСГТП)	**2269.833**	1113.497		6219.178		1137.760	18.576	**352.778**	**1917.055**		1898.479	18.576	
Промысел	**47.989**	38.468					9.521	**35.447**	**12.542**		4.015	8.527	
Бурение и обустройство скважин	**7.730**	5.057					2.673	**3.257**	**4.473**		1.800	2.673	
НПС Тенгиз (КТК)	**20.420**	20.000					0.420	**9.580**	**10.840**		10.420	0.420	
Промбаза	**157.953**	71.338	71.338			1.808	84.807	**54.284**	**103.669**		21.709	81.960	
Участок эксплуатации и техобслуживания	**70.810**	1.168	1.168				69.642	**0.000**	**70.810**		1.168	69.642	
Поселки ТШО и Сулеймен	**412.018**						412.018	**10.987**	**401.031**	245.170		155.861	
Поселки Шанырак и Бирлик	**464.314**					6.943	457.371	**3.780**	**460.534**	282.000		178.534	
Вахтовый поселок Тенгиз	**1603.490**	5.110	5.110				1598.380	**53.790**	**1549.700**	950.000		599.700	
Вахтовый поселок Оркен	**64.185**						64.185	**35.603**	**28.582**			28.582	
КОС на Тенгизе и ПИВ	**4.380**						4.380	**0.000**	**4.380**			4.380	
Всего по ТШО	**9383.037**	**1896.171**	**77.616**	**61742.332**	**2667.170**	**1999.118**	**2820.578**	**2683.030**	**6700.007**	**1477.170**	**3978.266**	**1244.571**	

Буровые работы при реализации ПРМ по вариантам

Таблица П.5-16 Баланс водопотребления и водоотведения при буровых работах

Наименование	Водопотребление, тыс. м³/год						Безвозвратные потери, тыс. м³/год	Водоотведение, тыс. м³/год			
	Всего	На производственные нужды				На хозяйственно-питьевые нужны		Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Промышленные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно используемая						
		Всего	В т.ч. питьевого качества								
Максимальный год	22.196	16.032	-	-	-	6.164	9.632	12.564	-	6.400	6.164

Варианты реализации ПРМ

Таблица П.5-17 Баланс водопотребления и водоотведения при реализации варианта ПРМ без ППД

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м³/год.						Безвозвратное потребление, тыс.м³/год.	Водоотведение, тыс.м³/год.				
		На производственные нужды					На хозяйственно - бытовые нужды						
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используемая вода	Вода без использования			Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно - бытовые сточные воды	Примечание
		всего	в т.ч. питьевого качества										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
существующие объекты	7 663.193	1 891.420	77.616	61 753.258	2 667.635	286.222	2 817.916	2 680.199	4 982.993	1 477.170	2 263.915	1 241.908	
бурение	2.394	1.503	-	-	-	-	0.891	0.903	1.491	-	0.600	0.891	
пластовые воды	2 069.915					2 069.915			2 069.915		2 069.915		
Итого	***9 735.502***	***1 892.923***	***77.616***	***61 753.258***	***2 667.635***	***2 356.137***	***2 818.807***	***2 681.102***	***7 054.399***	***1 477.170***	***4 334.430***	***1 242.799***	

Таблица П.5-18 Баланс водопотребления и водоотведения при реализации варианта ПРМ с ППД

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м³/год.						Безвозвратное потребление, тыс.м³/год.	Водоотведение, тыс.м³/год.				
		На производственные нужды					На хозяйственно -бытовые нужды						
		Свежая вода		Оборотная вода	Повторно-используемая вода	Вода без использования			Всего	Объем сточной воды повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно - бытовые сточные воды	Примечание
		всего	в т.ч. питьевого качества										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
существующие объекты	5 924.479	1 251.617	77.616	38 883.111	1 694.498	183.461	2 794.903	1 788.045	4 136.434	1 477.170	1 439.299	1 219.966	
бурение	22.196	16.032	-	-	-	-	6.164	9.632	12.564	-	6.400	6.164	
пластовые воды	3 650.000					3 650.000			3 650.000		3 650.000		
ППД	15 537.709	15 537.709						15 537.709					
Итого	***25 134.385***	***16 805.358***	***77.616***	***38 883.111***	***1 694.498***	***3 833.461***	***2 801.067***	***17 335.386***	***7 798.998***	***1 477.170***	***5 095.699***	***1 226.130***	

ПРИЛОЖЕНИЕ 5.2

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

Приложение 5.2.1
Заключение Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК KZ78VVX00105500 от 19.04.2022 на Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ

ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ
ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

010000, Нұр-Сұлтан қ.,Мәңгілік ел даңғ., 8
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс
Tel.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

Номер: KZ78VVX00105500
Дата: 19.04.2022

МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, г. Нур-Султан, просп. Мангилик ел, 8
«Дом министерств», 14 подъезд
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

_____№_____
_____

ТОО «Тенгизшевройл»

Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду

ТОО «Тенгизшевройл», Отчет «Оценка воздействия на окружающую среду» к проекту «Дополнение к утвержденному Проекту закачки промстоков, с учетом дополнительных объемов в связи запуском ПБР».

Согласно «Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативного воздействие на окружающую среду» утвержденным приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 13.07.2021г №246 деятельность оператора ТОО “Тенгизшевроил” относится к 1 категории.

Техническая характеристика намечаемой деятельности

В административном отношении территория полигона для закачки промстоков Тенгизского газоперерабатывающего завода относится к Жылыойскому району Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами является город Кульсары (110 км к северо-востоку от железнодорожной станции Макат-Бейнеу).

По территории района проходит участок одноколейной железнодорожной линии Аксарайск – Атырау – Кандагач. Кроме того, построена и эксплуатируется железная дорога Кульсары – Тенгизское месторождение. С областным центром г.Атырау месторождение связано шоссейной дорогой с твердым покрытием, воздушным и железнодорожным транспортом. Воздушный транспорт может обслуживаться в неклассифицированном аэропорте г.Кульсары, также имеется посадочная площадка у вахтового поселка ТШО с регулярными авиаперелетами в город Атырау.

Все внутрирайонные перевозки грузов и пассажиров осуществляются автомобильным транспортом. Основу дорожной сети района составляет автодорога республиканского значения Доссор – Кульсары – Прорва, к которой примыкают автодороги областного и местного значения.

Деятельность по закачке промстоков ТШО производится на основании Контракта №1 на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с разведкой и добычей, заключённого с Комитетом геологии и охраны недр МЭ и МР РК в 2001г.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины и представляет собой слабовсхолмленную равнину, осложненную мелкими солончаками и оврагами.

Характерной особенностью ландшафта местности является наличие широкой сети солончаков, так называемых “соров”, которые периодически затапливаются талыми водами. Почва здесь в основном представлена “пухляком” закрепленным слабой растительностью.

Естественных водных источников на площади нет. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется водопроводом ТОО «Магистральный Водовод».

Территория Горного отвода полигона сточных вод Тенгизского комплекса

Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қолтаңба туралы» заңының 7-бабы, 1-тармағына сәйкес қағаз бетіндегі құжатпен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

сельскохозяйственных угодий и не застроена. После утвержденного в ГКЗ дополнения к проекту закачки промстоков ТГПЗ и корректировки параметров полигона были утверждены интервалы глубин 1120-1780м и площадь горного отвода составляет 31,9 км2.

Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Основными видами деятельности ТШО является добыча и реализация углеводородного сырья и серы. Лицензионный участок площадью 2500 км2 или 1600 квадратных миль включает огромное Тенгизское месторождение и меньшее по размерам, но обладающее значительными запасами Королевское месторождение, а также несколько перспективных участков для ведения разведки.

Месторождение Тенгиз обладает уникальной геологической структурой и составом пластового флюида. Возвышенность Тенгиз была открыта и подготовлена к проведению работ по поисковому бурению в 1975 году. Первая нефть на месторождении Тенгиз была добыта в 1981 году. Месторождение Королевское было открыто позже, в 1986 году.

Тенгизское месторождение является одним из самых глубоких и крупнейших нефтяных месторождений в мире – супергигант, верхний нефтеносный коллектор которого залегает на глубине около 4000 метров. Тенгизский коллектор протянулся на 19 км в длину и 21 км в ширину. Мощность нефтяной толщи – 1,6 км.

Общие разведанные запасы Тенгизского коллектора составляют 3,2 миллиарда тонн (25,5 млрд. баррелей) и 200 миллионов тонн (1,6 млрд. баррелей) в Королевском месторождении.

На этапе разработки ПБР (Проекта Будущего Расширения) предусматривает дальнейшее увеличение фонда скважин, расширение системы нефтесбора, строительство нового завода, расширение закачки сырого газа в коллектор, увеличение объемов закачки промышленных стоков с очистного сооружения заводов и расширение инфраструктуры.

Ожидаемый объем добычи нефти на месторождении Тенгиз может достигнуть 38,9 млн. тонн в год, что, следовательно, повлечет за собой увеличение объема промышленных стоков на объектах Тенгизского комплекса.

В рамках согласованного «Проекта закачки промстоков Тенгизкого комплекса» от 2011г. настоящий проект «Дополнение к утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР» может рассматриваться в качестве документа, который определяет условия использования пространства недр для закачки промышленных стоков и определяет дальнейшую стратегию ТОО «ТШО» по эксплуатации полигона подземного захоронения с увеличенными объемами закачки промышленных стоков с 6000 м3/сут до 11000 м3/сут на предстоящие 25 лет согласно статье №256 действующего Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Характеристика фонда скважин

Закачка промышленных стоков в нагнетательные скважины Т-1НТ и Т -3НТ началась с 1994г., в скважину Т-8НТ с 1 999г., в скважину Т -10НТ с 2017г.

Скважина Т-9НТ была переведена в нагнетательный фонд 26.09.2015г. пробурена как многофункциональная, т.е. наблюдательная и нагнетательная и используется как резервная при необходимости размещения дополнительных объемов по закачке сточных вод.

Начиная с 1996г. на полигоне захоронения промстоков начали проводить наблюдения за процессом распространения промстоков в эксплуатационном объекте и характером формирования воронки репрессии во времени скважинами Т-2НТ, Т-5НТ, Т-6НТ, Т-9НТ, Т-11НТ, Т-12НТ (интервал перфорации под 2365-2385м до 1535-1645м).

На 2021 год наблюдательный фонд полигона состоит из 7 скважин (Т-2НТ, Т-4НТ, Т-5НТ, Т-6НТ, Т-7НТ, Т-11НТ и Т-12НТ), из которых эксплуатационные скважины Т-7НТ, Т-11НТ, Т-12НТ оборудованы на основной эксплуатационный резервуар закачки.

Скважина Т-9НТ пробурена как многофункциональная, т.е. как и ее номер скважины Т-9НТ, в начальный период эксплуатации данная скважина будет функционировать как наблюдательная.

Скважины Т-2НТ и Т-6НТ оборудованы на вышележащий песчаный резервуар, скважина Т-5НТ – оборудована на нижележащий песчаный резервуар.

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Скважина Т-4НТ оборудована на альб-сеноманский водоносный горизонт с целью ведения мониторинга за буферным горизонтом, наблюдения за скважиной начаты с 2017 года.

Анализ производительности нагнетательных скважин полигона показал, что:

в первые два года (1994-1995гг) объем закачки составило - 585 м3/сутки;

во вторые два года (1996-1997гг) - 864 м3/сутки.

В 1998г. дебит нагнетания вырос в 1,6 раза и превысил 1370 м3/сутки, в 1999г. после пуска поглощающей скважины Т-8НТ – объемы выросли в 2 раза, и составило около 1545 м3/сутки. Этот дебит нагнетания сохранялся в течение двух лет.

В связи с увеличением добычи нефти и увеличением объемов подтоварной воды в 2001г. дебит возрос до 2241 м3/сут. Последующие годы средний дебит закачки составил:

2002г – 2033 м3/сут; 2008г – 1814 м3/сут; 2014г – 2880 м3/сут;
2003г – 2080 м3/сут; 2009г – 1932 м3/сут; 2015г – 3138 м3/сут;
2004г – 1850 м3/сут; 2010г – 2619 м3/сут; 2016г – 3434 м3/сут;
2005г – 1820 м3/сут; 2011г – 2740 м3/сут; 2017г – 3923 м3/сут;
2006г – 1920 м3/сут; 2012г – 2799 м3/сут; 2018г – 3809 м3/сут;
2007г – 1920 м3/сут; 2013г – 2889 м3/сут; 2019г – 3485 м3/сут;
2020г – 3367 м3/сут. на дату 30.06.2021г – 3691 м3/сут.

Плановый объем закачки промстоков в поглощающие скважины полигона в 2020 году согласно отчету «Проект закачки промстоков Тенгизского комплекса» (г.Атырау, 2011г) составляет 6000 м3/сут.

Предприятие ТОО «Тенгизшевройл» в данное время работает на полной мощности «базового варианта» плана развития Тенгизского и Королевского месторождении, с использованием установок КТЛ (Комплексная технологическая линия) и ЗВП (Завод второго поколения). ЗВП был запущен в 2009 году и в связи с этим появилась необходимость в подключении дополнительной линии в существующую систему закачки сточных вод. Утилизируемая вода представляет собой промышленные стоки с очистных сооружений с ТГПЗ (Тенгизский газоперерабатывающий завод) и ЗВП.

Система закачки очищенных промстоков «Белый слон»

Система закачки (захоронения) очищенных промстоков Тенгизского комплекса в настоящее время обеспечивает сбор очищенных промстоков от КТЛ1, КТЛ2, ЗВП и канализационной системы К3. После реализации ПБР/ПУУД в систему закачки промстоков будут также подаваться очищенные промстоки от ЗТП, СПД и ЗСГТП.

Система также обеспечивает сбор очищенных промстоков от установки 800 в составе КТЛ-1/2, от установки 500 в составе КТЛ-2, с участка водоочистных сооружений на территории ЗВП, а также воды из системы К3 от КОС КТЛ. Затем поток поступает в установку «Белый слон» по трубопроводу. После реализации ПБР/ПУУД на установку «Белый слон» будет также подаваться очищенная сточная вода от ЗТП, СПД и ЗСГТП по трубопроводу протяженностью приблизительно 4 км. В линии этого трубопровода предусматривается система очистки скребками для периодического проведения операций очистки. На установке «Белый Слон» линия трубопровода от ЗТП, СПД и ЗСГТП будет врезаться в линию в которой очищенная отпаренная сточная вода смешивается с водой, поступающей от ЗВП, КТЛ, новой котельной, системы нейтрализации щелочи (СНЩ) и очистных сооружений К3 КТЛ, поступающими на установку «БС» в настоящее время, а затем смешанный поток направляется для осаждения в резервуары Т-016 и (или) Т-019 установки «БС» номинальной емкостью 3800 и 3000 м3 соответственно. Для отвода воды в настоящее время используются подпорные насосы G-11, G-12 и G-113, которые подают воду к насосам закачки промстоков G-114A/B/C.

В резервуарах Т-016 и Т-019 установки «БС» сборщики нефтяной пленки периодически проводится отведение продуктов, которые направляются в отдельный резервуар товарной нефти F- 016, а сточная, нефтяная пленка откачается вакуумной автоцистерной и возвращается в КТЛ.

Промстоки подаются в линию на всасе насосов закачки промстоков G-114A/B/C, которые через нагнетательный блок комплекса закачивают воду в существующие скважины Т-8НТ, Т-3НТ, Т-5НТ, Т-6НТ, Т-7НТ, Т-10НТ, а также, после реализации ПБР/ПУУД в новые скважины.

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

В дальнейшем для обеспечения объема закачиваемых промстоков 11 000 м3/сутки потребуется обновление в наземной инфраструктуре.

В процессе работы установки «Белый слон» никакие полупродукты, которые требуют дальнейшей обработки или используются в другой установке, не образуются.

Очищенные сточные воды направляются на установку «Белый слон», а затем сбрасываются в скважины для закачки промстоков.

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу, ориентировочная качественная и количественная оценка выбросов в атмосферу загрязняющих веществ

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

На основании результатов интерпретации и прогнозных результатов моделирования, ТОО «ТШО» предлагает пробурить 4 нагнетательные скважины Т-13НТ, Т-15НТ, Т-16НТ и Т -17НТ и для соблюдения полноценного ведения мониторинга ТОО «Тенгизшевройл» предусматривает пробурить дополнительные 4 наблюдательные скважины Т-21НТ, Т-22НТ, Т-23НТ и Т-24НТ.

Для оценки воздействия на атмосферный воздух при строительстве скважин проведена инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу, в ходе которой были выявлены стационарные источники выбросов, рассчитаны валовые и максимально-разовые выбросы от стационарных источников. На месторождении планируется строительство скважин, глубина которых составляет по вертикали – 1657м., будет происходить буровой установкой RIG 585.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при бурении скважин являются:

Организованные источники:

• Источник №0001 Паровой котел Бойлер;
• Источник №0002 Паровой котел 564-SPH-125-S150-OFS;
• Источник №0003 Паровой котел 4- X-751;
• Источник №0004 Воздухонагреватель;
• Источник №0005 Воздухонагреватель.
• Источник №0006 Электрогенераторная установка с дизельным приводом.
• Источник №0007 Резервная электрогенераторная установка с дизельным приводом.
• Источник №0008 Передвижной винтовой воздушный компрессор XAS57.
• Источник №0009 Сварочный агрегат
• Источник №0010 Воздушный винтовой компрессор XAHS350C.
• Источник №0011 Шламовый насос с дизельным приводом (Gorman- Rupp Pumps).
• Источник №0012 Осветительная мачта.
• Источник №0013 Аппарат высокого давления.
• Источник №0014 Электрогенераторная установка с дизельным приводом для лагеря.

Неорганизованные источники:

• Источник №6001 Резервуар для дизельного топлива;
• Источник №6002 Резервуар для дизельного топлива;
• Источник №6003 Линия дизтоплива;
• Источник №6004 Резервуар дизельного топлива для лагеря.

В целом выявлено при бурении скважин - 18 стационарных источников загрязнения, из них организованных 14, неорганизованных - 4.

Всего стационарными источниками выбрасывается в атмосферу за весь период проведения планируемых работ при строительстве 1 скважины (глубиной 1657 м) составляет 139,6927 тонн, соответственно при бурении 8 скважин 1117,54 тонн.

Ожидаемые виды, характеристики и количество эмиссий

Предварительный объем предполагаемого потребления сточных вод при увеличении закачиваемого объема с 6000 м3/сут до 11 000 м3/сут составляет 29 73 1,76 т/год.

Для дальнейшей эксплуатации полигона с учетом дополнительного объема закачки планируется бурение 4-х нагнетательных и 4-х мониторинговых скважин. Далее

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

рассматриваются ожидаемые/предварительные объемы эмиссий от предполагаемого бурения скважин.

При бурении наблюдательных скважин выбросы ЗВ не окажут измеряемого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду временного локального характера воздействия, так как максимальные концентрации загрязняющих веществ сосредоточены только на отведенной площадке на время буровых работ.

Обоснование предельного количества накопления отходов

В ходе реализации намечаемой деятельности, ожидается бурение дополнительных скважин.

Отходы в производственном процессе образуются от эксплуатации автотранспорта, от жизнедеятельности персонала и непосредственно ведения строительных работ.

Объёмы образования отходов производства и потребления определены по нормативным показателям, технологическим нормам, принятыми действующими в Республике Казахстан нормативно-методическими документами.

На период бурения скважины образуются отходы бурения на водной основе, солевые отходы бурения на нефтяной основе и несолевые отходы бурения на нефтяной основе, твердый минеральный остаток, отходы бумаги и картона, отходы пластика, коммунальные отходы, отходы строительства и демонтажа, отходы древесины.

Излишки химреагентов будут направляется на склад завода буровых растворов на базе бурения для дальнейшего использования. Обслуживание и ремонт техники будет производиться на автобазе АРП ТШО, где и учтены объёмы указанных отходов.

Коммунальные отходы

Коммунальные отходы (остатки упаковки, средства гигиены, иные товары (продукция), утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства и т.д.) будут собираться в контейнеры для сбора ТБО, установленных в местах их образования, затем будут вывезены согласно договору, со специализированной организацией. На период строительных работ на площадке будет находиться персонал в количестве 88 человек. Количество бытовых отходов на период проведения работ: 1,19 т/период.

Отработанные масла

Отработанные масла будут собираться отдельно с последующей передачей специализированным предприятиям на переработку. Количество отработанного масла на период проведения работ: 46,716 т/период.

Отходы пластика

Отходы пластика собираются отдельно с последующей передачей специализированным предприятиям на переработку (оброзавание отхода – 0,08 т/год).

Отходы строительства и демонтажа

Отходы строительства и демонтажа будут подвергнуты сортировке, при этом часть отходов не применимая для дальнейшего использования будет собираться отдельно с последующей передачей специализированным предприятиям на переработку (оброзавание отхода – 1,86 т/год).

Отходы древесины

Отходы древесины будут использоваться вторично в качестве строительного материала или собираются отдельно с последующей передачей специализированным предприятиям на переработку (оброзавание отхода – 1,46 т/год).

Отходы бумаги и картона

Отходы бумаги и картона собираются отдельно с последующей передачей специализированным предприятиям на переработку (оброзавание отхода – 0,07 т/год).

Отходы бурения на водной основе

Шламонакопитель имеет три отсека и будет обшит внутренним слоем бентонита, для удаления твердой фазы и удержания жидкости. Буровые отходы бурения на водной основе после бурения соответствующего интервала скважины раствором на водной основе будут направляться на специально подготовленный участок в рамке буровой установки. Участок, представляет собой временный котлован размерами 30х30х3м, стенки и дно которого утрамбованы и выстелены геомембраной, предотвращающей загрязнение почв. После

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

окончания бурения с раствором на водной основе необходимость в данном участке отпадает. По окончании работ амбар будет рекультивирован. Отходы бурения на водной основе после полного высыхания вывозится и размещается на полигоне промышленных отходов ТЭЦ ТШО (оброзавание отхода – 263,34 т/год).

Описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков. Возможные влияние

Затрагиваемой территорией является Жылыойский район расположен на юго-востоке Атырауской области. Административный центр - город Кульсары районного подчинения. Территория района составляет 29,4 тыс.км². На северо-западе район граничит с Макатским районом, на севере с Кызылкогинским районом Атырауской области. На востоке - с Актюбинской областью и на юго-востоке - с Мангыстауской областью Республики Казахстан. Административный центр Жылыойского района - город Кульсары, расположен в центральной части района.

Поверхностные воды

Постоянные водотоки (реки, ручьи) на территории Тенгизкого комплекса, включая площадь полигона закачки промстоков, отсутствуют. Регион характеризируется крайне малым количеством осадков, высоким дефицитом влажности воздуха и высокой испаряемостью. Каспийское море расположено на расстоянии около 20 км к западу от полигона промстоков. Территория расположения Тенгизкого комплекса имеет незначительный уклон земной поверхности в сторону Каспийского моря с перепадом высот 1-2 м на 20 км, по этой причине потенциальная возможность загрязнения моря за счет смыва загрязнений с земной поверхности низкая.

По результатам мониторинговых исследований отмечается, что производственная деятельность Тенгизкого комплекса не загрязняет поверхностные воды соровых понижений и интенсивность воздействия от реализации хозяйственной деятельности незначительная.

Подземные воды

В соответствии с районированием территории Казахстана по основным крупным рекам, рассматриваемая территория находится в пределах Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна, занимающим практически всю Западно-Казахстанскую, Атыраускую, Мангистаускую и половину Актюбинской областей.

Геолого-структурные особенности Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна, а именно его расположенность на стыке трех крупных геологических структур - Русской платформы, Туранской плиты и Уральской горно-складчатой области - определили сложность и разнообразность гидрогеологических условий В рассматриваемом бассейне подземных вод выделяются водоносные горизонты и комплексы в четвертичных, палеогеновых, меловых, юрских и пермо-триасовых отложениях.

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленная на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при работах предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

• строгое соблюдение установленных лимитов на воду;

• согласно ст. 72 Водного Кодекса РК принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения;

• В соответствии с существующими требованиями по охране окружающей среды при использовании недр для захоронения промстоков рекомендуется проводить систематические наблюдения за распространением стоков в недрах и изменением гидрогеологических условий поглощающего горизонта

• рациональное использование сточных вод с применением оборотных систем.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

• осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

• организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;

• устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;

• запрещение сброса сточных вод и жидких отходов производства в поглощающие горизонты, имеющие гидравлическую связь с горизонтами, используемыми для водоснабжения;

• организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного с действующими работами;

• 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).

• разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта;

Рекомендации по дальнейшему изучению состояния окружающей среды при реализации проекта

(Послепроектный анализ)

На основании научно-исследовательских работ, проведенных в период эксплуатации полигона было произведено несколько оценок объема порового пространства неокомского горизонта, как в пределах горного отвода, так и за его пределами. Одна из наиболее консервативных оценок представлена объемом порового пространства горного отвода, который в настоящее время принят в динамической модели неокомского горизонта предыдущего Проекта 2011 года составляет 242 млн.м3, это означает, что коллектор располагает значительной мощностью для того, чтобы принять планируемые объемы закачки промышленных стоков.

Выполненное моделирование и расчеты показывают, что Неокомский резервуар имеет достаточную мощность, чтобы принять запланированный объем закачиваемых сточных вод в 11000 м3/сут и фронт распространения сточных вод будет оставаться в пределах горного отвода на период эксплуатации полигона 25 лет и на конец срока эксплуатации полигона до 2063г.

Согласно проводимому ежегодному мониторингу на полигоне не выявлены, каких-либо признаков прорыва сточных вод. Наблюдается своего рода разбавление пластовых вод со сточными водами, что подтверждает высокий объем порового пространства в коллекторе. Постоянная величина минерализации воды и незначительное повышение устьевого давления в наблюдательных скважинах в течение эксплуатации полигона подтверждают факт отсутствие прорыва. Отсутствие изменения общей минерализации в пробах воды, отобранных из наблюдательных скважин, показывает, что вода является высокоминерализованной по сравнению с закачиваемыми сточными водами.

Существующая система нагнетательных и наблюдательных скважин следует признать оптимальной на ближайшие годы эксплуатации полигона.

Работа нагнетательных скважин характеризуется как стабильная, при увеличении объема закачиваемых промстоков соответственно повышается устьевое давление на скважине. Обратные промывки, проводимые в нагнетательных скважинах, приводят к улучшению их приемистости и помогают поддерживать скважины в рабочем состоянии.

Согласно промысловой описи фактические объемы закачки промстоков за весь период ведения мониторинга не достигли проектных объемов закачки. Что говорит, об эффективной работе очистных сооружений Тенгизского комплекса, так и мероприятий, проводимых ТШО, направленные на сохранение ресурсов пластовой воды и управление обработкой сточных вод.

Дальнейшие последовательные работы на полигоне должны иметь целенаправленный характер, обеспечивая должный Авторский контроль за реализацией проектных решений, соблюдение программы гидрогеологических работ на полигоне и сопутствующих стационарных наблюдений за работой поглощающих и наблюдательных

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

скважин полигона, контролировать изменения недр и природной среды, вести контроль за состоянием недр 2 раза в год (режим эксплуатации полигона, техническое состояние скважин, объемы стоков, давление в пласте и на устье, уровень, качественный состав стоков и пластовых вод) и окружающей среды (ежеквартальный мониторинг на атмосферный воздух, почвы и грунты, поверхностные и грунтовые воды, радиационная безопасность), в процессе строительства и эксплуатации полигона соблюдать требования по охране недр, водных ресурсов окружающей среды.

Согласно статьи 78 Экологического кодекса РК в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду будет проводится послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Оценка возможных необратимых воздействий на окружающую среду и обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия, в том числе сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах.

Подземное захоронение более безопасный способ удаления сточных вод по сравнению с размещением на поверхности земли приемников сточных вод (пруды-накопители, поля испарения или фильтрации). Любое поверхностное размещение сточных вод представляет большую опасность для окружающей среды и людей.

При подземном захоронении остаются в сфере хозяйственной деятельности значительные участки земли, отсутствует воздействие на почвы, животный, растительный мир и воздушный бассейн.

Вместе с тем, следует учитывать, что захоронение в подземные горизонты предусматривается только тех сточных вод, для которых отсутствуют методы очистки или на предприятии отсутствует возможность их повторного использования в производстве.

В Прикаспийском регионе подземное захоронение стоков осуществляется на Тенгизском и Астраханском месторождениях.

В 80-х годах для нужд Астраханского ГПЗ были разведаны поглощающие горизонты в нижнемеловых и юрских отложениях залегающие в пределах межкупольной мульды на глубинах от 1200 до 1600 м. Эффективные мощности отдельных поглощающих пластов составляют от 30 до 100 м, приемистость скважин от 420 до 740 м3/сут при давлении на устье до 2,6 МПа. Общий объем возможного захоронения стоков в разведанные пласты составляет около 23 млн.м3, что соответствует 25 годам работы полигона с производительностью 2500 м3/сут.

В 70-х годах для нужд Волгоградского химкомбината в Сарпинско-Тингутинской депрессии располагающейся южнее Светлоярского и Красноармейского соляных куполов, разведан участок моноклинального залегания нижнемеловых водоносных горизонтов, ограниченный разломами площадью 30-40 км2. Как объекты для промышленного использования выбраны альб-сеномонский и неокомский водоносные горизонты, залегающие на глубинах от 980 до 1200м и имеющие эффективные мощности до 40 м. При опытных нагнетаниях расход достигал до 1300 м3/сут при давлении на устье до 2,0 МПа. Общая емкость полигона составила 27 млн. м3, что соответствует 15 годам работы с производительностью до 5000 м3/сут.

Аналогичный полигон для захоронения промстоков ПО "Каустик" разведан в Райгородском прогибе, примыкающем к Сарпинско-Тингутинской мульде. В качестве поглощающих выбраны те же альб-сеноманский и неокомский горизонты, залегающие на глубинах соответственно 1400, 1520 м.

Для захоронения промстоков химических предприятий г. Волжского на левом берегу Волги разведаны и рекомендованы песчаные и, вероятно, водоносные горизонты, залегающие на глубинах от 900 до 1000 м в пределах мульды, примыкающей к Царевщинскому соляному куполу.

Кроме того, на Оренбургском газоперерабатывающем заводе для захоронения стоков используют карбонатные коллекторы нижнего и среднего карбона, залегающие на

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

глубине 2496-2528 м. Эффективная мощность коллекторов от 52 до 188 м. Приемистость скважин до 1920 м3/сут при устьевом давлении 6,0 МПа.

Приведенный обзор выполненных поисково-разведочных работ по выявлению и разведке поглощающих горизонтов в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины, строение которых осложнено активным проявлением солянокупольной тектоники, показывает возможность использования аналогичных поглощающих горизонтов в надсолевых отложениях рассматриваемой территории.

Водоносные пласты нижнего мела и юры, рекомендованные для утилизации промстоков Тенгизского месторождения, относятся к интервалу 1190 – 2770 метров ниже уровня моря. В 1989 г. Проект разведки глубокозалегающих зон поглощения в Тенгизе был подготовлен для обеспечения детального изучения рассматриваемых зон. Согласно проекту, группа из 7 скважин была пробурена на глубину 1700 м для детального исследования неокомских водоносных пластов путем индивидуальной и групповой закачки. Скважины пробурены ПО «Эмбанефть» и гидрогеологические исследования зон закачки были выполнены ПО «Тенгизнефтегаз», который заключил договор с Гурьевской Гидрогеологической экспедицией для обработки результатов гидрогеологического тестирования. Результаты исследований зон поглощения обобщены и проанализированы в Проекте закачки промстоков, выполненном ВолгоградНИПИнефть по договору с ПО «Тенгизнефтегаз».

При проектировании освоения Тенгизского месторождения ожидалось, что вместе с нефтью будет извлекаться достаточно большое количество пластовых вод, объемы которых будут нарастать по мере выработки месторождения. Поэтому возникла потребность решения вопроса размещения или захоронения пластовых вод в глубоких надежно изолированных подземных горизонтах. С 1988 г. вопросом утилизации сточных вод на Тенгизском комплексе занимался институт ВолгоградНИПИнефть, который также пришел к выводу о целесообразности захоронения промстоков в водоносные горизонты нижнемеловых и юрских отложений. В 1989 г. был подготовлен «Проект по проведению геологоразведки в глубокозалегающих поглощающих горизонтах Тенгиза» с целью детального опробования неокомских водоносных интервалов посредством опытных испытаний на скважинах в районе полигона. Результаты исследований по зонам захоронений представлены в «Проекте по захоронению промстоков».

Пластовые воды альб-сеноманских, неокомских и юрских водоносных горизонтов имеют минерализацию от 1 33 д о 2 62 г /л и в ыше, о тносятся к хлор-кальций-натриевому типу. Содержание редких элементов не представляет промышленного значения. Воды являются коррозийными: сульфаты 66 мг/л, бром 405 мг/л и железо 10 г/л. Согласно нормативам Республики Казахстан, правилам Международной организации здравоохранения и Европейского Экономического Сообщества, данные воды не представляют собой промышленного интереса и не пригодны для использования, как в качестве питьевой, так и для целей ирригации и животноводства.

Используемая для закачки площадь расположена южнее центральной части Тенгизского месторождения вблизи от продуктивной скважины Т-120.

Для захоронения производственных сточных вод используется песчаный пласт неокомского горизонта, находящийся в пределах Горного отвода для закачки сточных вод, обладающий достаточно высокими фильтрационными свойствами и залегающий на относительно небольшой глубине, где гидродинамические расчеты доказывают отсутствие перепадов напоров между смежными водоносными горизонтами, то есть надежную изолированность поглощающих горизонтов в неокомских отложениях от вышележащего водоносного комплекса альб-сеноманских отложений. Площадь горного отвода составляет 3,19 га.

Участок выбран в пределах эксплуатационного задания, перед ним расположен технологически оправданный. Контролирующим фактором возможного объема закачки является расположение в северо-западной части участка крупного грабена.

На первом этапе освоения месторождения закачка промстоков осуществлялась в три существующие пьезометрические скважины Т-118, Т-3111, Т-3117 в объеме, не превышающем 2[illegible] тыс.м3/сутки. Работа поглощающих скважин характеризовалась как стабильная, при различных темпах закачки и устьевого давления.

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

В течение 2009 года велось планомерное наращивание объема добываемой нефти, добыча нефти выросла до 22,0 млн. тонн, увеличился объем промышленных стоков от производства. В связи с вводом в эксплуатацию завода второго поколения (ЗВП) ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» разработал «Дополнение к проекту закачки промстоков с целью подключения ЗВП к существующей системе закачки», в котором обосновываются объемы закачки промстоков от действующих производств КТЛ и ЗВП, в пределах ранее утвержденных 3 тыс.м3/сутки. Названное Дополнение к проекту согласовано с МТД «Запказнедра» и принято к сведению в качестве действующего документа в Министерстве энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан.

В целом по полигону суммарный объём закачанных промстоков в поглощающие скважины с начала работы полигона на 31.06.2021г составил 22 595,9 тыс.м3, при проектном объеме 36 000,07 тыс.м3. За отчетный период ведения работ поглощающих скважин характеризуется стабильной закачкой, обратные промывки в скважинах приводят к кратковременным улучшениям приемистости и поддержания скважин в рабочем состоянии.

Работы действующих нагнетательных скважин показывает стабильные условия закачки. Работы по обратной промывке были проведены для краткосрочного улучшения приемистости при поддержании рабочих условий скважин.

Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ29VWF00054538 от 07.12.2021 года.
2. Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР.
3. Протокол общественных слушаний посредством открытых собраний по Отчету о возможных воздействиях к Дополнению к Утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства:

1. На всех этапах реализации проекта компания и ее подрядчики должны реализовывать подход использования наилучших доступных технологий там, где это допустимо.
2. Необходимо утвердить объем закачки промстоков, с учетом дополнительных объемов в связи запуском ПБР (объем закачки до 11 000 м3/сутки начиная с 2024 года) в Комитете геологии Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК.

Вывод: Представленный отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

Заместитель председателя **А.Абдуалиев**

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение

1. Представленный отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета 21.02.2022 год на интернет ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах уполномоченного органа 21.02.2022 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 21.02.2022 года.

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

- газета «Кең Жылыой» №6 от 8 февраля 2022 года.

- газета «Прикаспийская коммуна» №10 от 8 февраля 2022 года.

- газета «Атырау» №10 от 8 февраля 2022 года.

Дата распространения объявления о проведении общественных слушаний через теле- или радиоканал (каналы) **в Телеканал «Атырау» 07.02-10.02.2022 года.**

Электронный адрес и номер телефона, по которым общественность могла получить дополнительную информацию о намечаемой деятельности, проведении общественных слушаний, а также запросить копии документов, относящихся к намечаемой деятельности – samalnurbergen@tengizchevroil.com, тел.: 77122271212, 77123026000, ecoportal.kz.

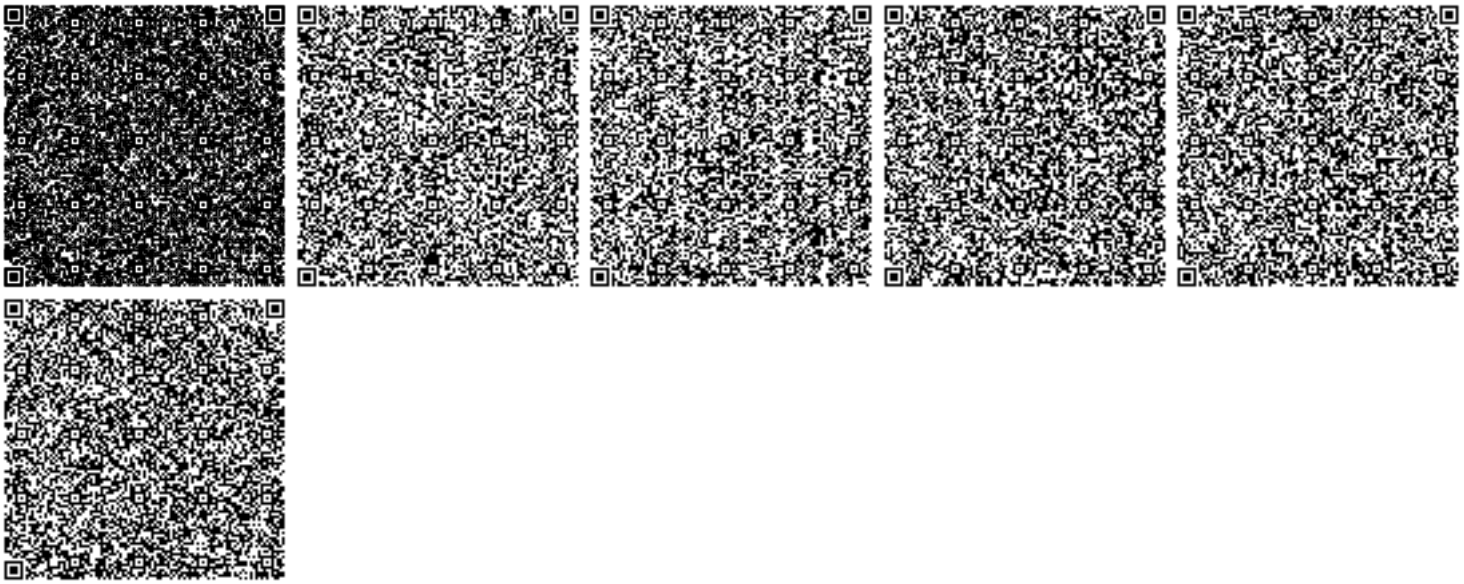
Электронный адрес и почтовый адрес уполномоченного органа или его структурных подразделений, по которым общественность могла направлять в письменной или электронной форме свои замечания и предложения к проекту отчета о возможных воздействиях - kerk@ecogeo.gov.kz. Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, сведения о наличии видеозаписи общественных слушаний, ее продолжительность – общественные слушания проведены 29.03.2022 года.

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

Также, замечания и предложения от заинтересованных государственных органов инициатором сняты.

Заместитель председателя Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.



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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

« ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ,
ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ
ГЕОЛОГИЯ КОМИТЕТІНІҢ
«БАТЫСҚАЗЖЕРҚОЙНАУЫ»
БАТЫС ҚАЗАҚСТАН ГЕОЛОГИЯ
ӨҢІРАРАЛЫҚ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ

МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ЗАПАДНО - КАЗАХСТАНСКИЙ
МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ГЕОЛОГИИ КОМИТЕТА ГЕОЛОГИИ

МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ,
ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
«ЗАПКАЗНЕДРА»

030020, Ақтөбе қаласы, Ш. Қалдаяқов к-сі, 5 «Б»
тел. 8 /7132/ 548330, факс 8 /7132/ 542448
E-mail: z.kadry@ecogeo.gov.kz

030020, г. Актобе, ул. Ш. Калдаякова, 5 «Б»
тел. 8 /7132/ 548330, факс 8 /7132/ 542448
E-mail: z.kadry@ecogeo.gov.kz

№ 26-10-5-1969

18.11.2021

Менеджеру управления
разработкой месторождения
ТОО «Тенгизшевройл»
Джонатану Финстуэну
060011, г. Атырау,
ул. К. Сатпаева, 3

на исх. №32102021 от 29.10.2021г

В соответствии со ст. 64 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» рассмотрение представленного «Дополнения к утвержденному Проекту закачки промстоков с учетом дополнительных объемов в связи с запуском ПБР» не входит в компетенцию МД «Запказнедра».

Зам. руководителя **Н.А. Каширина**

Ярошенко Т.В.
54-35-81

Приложение 5.2.2
Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории № KZ53VCZ03223814 от 21.04.2023 г.

№: KZ53VCZ03223814

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан»

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ
на воздействие для объектов I категории

(наименование оператора)

Товарищество с ограниченной ответственностью "Тенгизшевройл",060011, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Қаныш Сәтбаев, строение № 3
(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 930440000929

Наименование производственного объекта: Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»

Местонахождение производственного объекта:
Атырауская область, Атырауская область, Жылыойский район, м.Тенгиз,

Соблюдать следующие условия

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

2023 году 73923,38148 тонн
2024 году 82785,55955 тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн
2033 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

2023 году 15011,7733 тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн
2033 году _____ тонн

3. Производить накопление отходов в объемах, не превышающих:

2023 году 135982,9880 тонн
2024 году 172731,39127 тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн
2033 году _____ тонн

4. Производить захоронение отходов в объемах (при наличии собственного полигона), не превышающих:

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

2023 году 137933,6174 тонн
2024 году 179561,9784 тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн
2033 году _____ тонн

5. Производить размещение серы в открытом виде на серных картах в объемах, не превышающих:
2023 году 265720,0 тонн
2024 году _____ тонн
2025 году _____ тонн
2026 году _____ тонн
2027 году _____ тонн
2028 году _____ тонн
2029 году _____ тонн
2030 году _____ тонн
2031 году _____ тонн
2032 году _____ тонн
2033 году _____ тонн

6. Не превышать нормативы эмиссий (выбросы, сбросы), лимиты накопления отходов, лимиты захоронения отходов (при наличии собственного полигона), размещение серы в открытом виде на серных картах, установленные в настоящем экологическом разрешении на воздействие для объектов I и II категории (далее – Разрешение для объектов I и II категорий) на основании нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам), представленных в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, программе управления отходами, проекте нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.
7. Экологические условия осуществления деятельности согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.
8. Выполнять план мероприятий по охране окружающей среды на период действия настоящего Разрешения для объектов I и II категорий, программу производственного экологического контроля, программу управления отходами, требования по охране окружающей среды, указанные в заключении об оценке воздействия на окружающую среду (при его наличии).
Срок действия Разрешения для объектов I и II категорий с 21.04.2023 года по 31.12.2024 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I и II категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I и II категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 2 Примечания пункта 3 Заявления на получение экологического разрешения на воздействие для объектов I и II категорий. Разрешение для объектов I и II категорий действительно до изменения применяемых технологий и экологических условий осуществления деятельности, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I и II категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Заместитель председателя** **Абдуалиев Айдар Сейсенбеков**
подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при нал

Место выдачи: г.Астана **Дата выдачи:** 21.04.2023 г.

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение 1 к экологическому разрешению на воздействие для объектов I и II категории

Таблица 1

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
на 2023 год					
Всего, из них по площадкам:				73923, 38146081944712	
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»					
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Уксусная кислота	0,17284135474	1,95202072141781	11,285
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Морфолин (Диэтиленамидоксид)	0,0078	0,1714089739726	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутилмеркаптан	0,14164437655	0,55739797905056	46,12809
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)	0,0458	1,00798356164	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ацетон	3,46644525838	22,0135782063007	176,778
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Муравьиной кислоты N,N-диметиламид	0,0238	0,11233273973	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диметилдисульфид	0,21208314311	4,66314208178902	0,00200001
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пропилмеркаптан	0,38970938339102	0,51480011537796	60,9858
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилмеркаптан	0,79845271039389	0,21272140710918	404,147181
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Моноэтаноламин	0,1409	3,10272989589041	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диметилсульфид	0,00000698	0,00000653638356	0,0005

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метилмеркаптан	1,21714727073033	0,52976937768425	8433,039762
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Смесь природных меркаптанов	0,09688188685	0,00062197084589	1279,434
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метанол	11,88138395953	57,4255194203879	0,12
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этиловый спирт	0,67419797919	5,57142251656794	329,893
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Циклогексанол	0,0552	0,00405205479	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диэтиленгликоль	0,000967	0,00174727397	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутиловый спирт	1,03446566579	8,55676550302699	253,093
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Изопропиловый спирт	0,0197	0,43203287671	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этиленгликоль	4,55398245654	34,9902771603421	0,000004
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ацетальдегид	0,00057777778	0,0107309589	3,806
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Формальдегид	14,32379546035	61,881948387307	138458,103
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пентандиаль (Глутаровый альдегид)	0,0014	0,0305877739726	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилцеллозольв	0,44799084932	1,47837896437315	62,183
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутилацетат	4,54738908899	51,0767923609524	200,492
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилацетат	0,07569300139	0,7956295993126	9,351

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Аминоциклогексан	0,0078	0,1714089739726	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%	72,5064	6,95821643835616	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль поливинилхлорида	0,01401526955	0,00188792044986	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль абразивная	1,225833	1,55707900322466	1715,873
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Взвешенные частицы	22,87113738267	79,7252168033484	3217,019
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль неорганическая с сод. SiO2 более 70%	2,25554509028	19,7730126782607	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	357,003397845229	805,827905293977	4894,4828
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль древесная	4,73672832892	3,12755394329206	324422,732
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)	0,0109	0,1938698630137	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400 , ПЭГ-6000	0,0000672	0,00070128493	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метилдиэтаноламин	0,5355000072	2,02553851405466	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Стронций, растворимые соединения	0,00005870418	0,00060139079836	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Кальций карбонат (Мел)	0,0155261684	0,15905673000082	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Кальция хлорид	0,00000523	0,00002794520548	0,00203
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ингибитор коррозии ВНХ-1	0,0003754	0,00406693561	0

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Керосин	0,4452535	0,40487559258904	480,873
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Масло минеральное нефтяное	0,8532306256	11,888194263293	30245,177
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диэтаноламин	3,54042530264	21,5430186703842	30,025
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Гидрохинон	0,00033	0,00156493151	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бензин	1,7482504875	1,24814352383603	1374835,554
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сольвент нафта	0,5832383	7,79433579862315	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диспергатор НФ	0,0000953	0,00105171781	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бромистые соли N-алкилпиридиния	0,0000055	0,00000139726027	0,013
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Эмульсол	0,001648317	0,01846514721808	5,1345
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Уайт-спирит	5,93489212878	31,9067029486466	172,176
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Углеводороды предельные С 12-С19	712,971911626215	3736,56449434636	4637106,563
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ингибитор коррозии " Нефтехим-1"	2,25005889	49,3714696767333	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	1,1,1,2-Тетрафторэтан (Фреон-134А)	0,02038153222	0,28015068493	40,175
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Цинк карбонат	0,00007827224	0,00080185440247	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Азота диоксид	3881,40476693959	9360,27070258048	9037822,73200001

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Азотная кислота	0,87766447666	0,04800351406822	63,113
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Свинец и его неорганические соединения	0,00084329202	0,00010063507562	60,787
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Хром шестивалентный	0,00252387778	0,00164888678342	1,657
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Цинк оксид	0,0009404	0,0009645890411	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Аммиак	1,26572309925	16,6908604285477	31,083
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Озон	0,00241713536	0,0042136084811	0,7455
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сажа	1764,00849311885	655,661003329416	630270,404000002
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сера диоксид	246223,393476645	23315,3852068031	2996792,192
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Азота оксид	633,970333500956	1530,36129650043	1475557,891
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Соляная кислота	0,41761127576	0,8038588078889	26,578
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Серная кислота	0,06640463	0,69462620383055	109,402
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Железо (II, III) оксиды	3,53510068324	9,6960677331889	1486,888
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Кальций оксид (Негашеная известь)	0,0000012	0,00001746575342	0,0004
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Марганец и его соединения	0,10350063137	0,40668890915822	75,274
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Алюминий оксид	0,014204	0,01136502465753	0

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Барий сульфат	5,25405188496	2,98217137410794	0,006
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Вольфрам триоксид	0,00002211111	0,00001330191781	0,01
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Медь (II) оксид	0,00550641948	0,00386506912288	1,991
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Никель металлический	0,000022	0,00002766575342	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Никель оксид	0,0056957236	0,03574794294603	10,652
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Олово (II) оксид	0,0000031	0,00000391232877	0,015
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натр едкий	1,3860317	0,59474579178644	152613,553
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натрий гипохлорид	0,005922	0,06422856165	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натрия сульфат	0,00000052	0,00000167671233	0,00004
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сера элементарная	2416,58527024279	85,3195440416994	15587,717
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ксилол	11,94482809142	96,973453510087	261,205
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Толуол	8,98307567928	76,741750241179	4580,043
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	1,3,5-Триметилбензол	0,00641	0,14267389726027	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Смесь углеводородов предельных С1-С5	7815,59309126641	2041,07880478219	673672255,194
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Смесь углеводородов предельных С6-С10	144,27593512934	949,034681090448	155810,949

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бензол	2,1822507172	6,03527414092233	2540,3271
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	1,2,4-Триметилбензол	0,0454	0,9907053205374	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Винилхлорид	0,000819063	0,00095542267699	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Дифторхлорметан (Фреон-22)	0,00031709792	0,00349315068	0,42
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Четыреххлористый углерод	0,0005	0,01103835616	2,435
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилбензол	0,20652505617	3,3506089140211	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бенз/а/пирен	0,00148328817239	0,0068837443424	13,38447
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Нафталин	0,0244	0,53780547945	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Фтористый водород	0,04939269492	0,10137555101384	97,525
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Фториды неорганические плохо растворимые	0,07290803962	0,16377041451575	38,5
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ортофосфорная кислота	0,75788305696	0,01645871699986	0,185
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сероводород	1485,03154183924	159,753877109299	40292,8127463001
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сероуглерод	34,8588267783	0,65509861598686	232,4692
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Углерод оксид	20423,8658026002	28790,2443012161	8704456,264
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Углерода сероокись	128,962375331539	2,07179579497448	5590,54940999999

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Полиэтилен (Полиэтен)	0,0001239	0,00001233657534	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метан	534,98990891785	1778,77417626576	9315,541
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Изобутан	0,00005	0,00125753424658	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутан	0,00613203201	0,0104221662	0,422
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Гексан	0	0	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пентан	0	0	0
на 2024 год					
Всего, из них по площадкам:				82785, 55950748095	
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»					
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Уксусная кислота	0,15880420299	2,7986644604	11,518
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Морфолин (Диэтиленамидоксид)	0,0078	0,2460223	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутилмеркаптан	0,07980487037	0,84073477161	45,9328
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	3-Фенилпропеналь (Коричный альдегид)	0,0458	1,4469	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ацетон	3,00212286689	31,600337792	176,803
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Муравьиной кислоты N,N-диметиламид	0,02383	0,16079	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диметилдисульфид	0,2128526631	6,69324566905	0,00200001

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пропилмеркаптан	0,0471126883	0,73199834597	60,0117
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилмеркаптан	0,02302922427	0,21326837243	407,339781
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Моноэтаноламин	0,1409	4,4533299	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диметилсульфид	0,00000698	0,000009356	0,0005
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метилмеркаптан	0,37358604902	0,51535378348	8626,670762
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Смесь природных меркаптанов	0,09848243385	0,000920017	1387,778
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метанол	11,881424723	82,2571067058	0,12
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этиловый спирт	0,40209310506	6,76435861	330,192
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Циклогексанол	0,0552	0,0058	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диэтиленгликоль	0,00096706583	0,00250078044	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутиловый спирт	0,6323291658	11,78024222	253,093
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Изопропиловый спирт	0,0197	0,6201	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этиленгликоль	4,63066951215	52,6690463149	0,000004
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ацетальдегид	0,00055479452	0,015312	3,577
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Формальдегид	10,4873754227	74,0356702611	48865,272

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пентандиаль (Глутаровый альдегид)	0,0014	0,0439024	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилцеллозольв	0,22244684932	1,4220178	62,183
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутилацетат	5,05923714856	72,03928255	200,492
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилацетат	0,01920300139	1,03000625	9,351
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Аминоциклогексан	0,0078	0,2460223	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль неорганическая с сод. SiO2 менее 20%	0	0	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль поливинилхлорида	0,0000017	0,0000000204	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль абразивная	1,055033	1,8261574752	383,772
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Взвешенные частицы	26,5055324463	106,15802453	1194,249
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль неорганическая с сод. SiO2 более 70%	1,33474509028	13,418594363	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль неорганическая с сод. SiO2: 70-20%	122,438531483	533,838735858	4896,2928
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пыль древесная	4,26472832892	3,329811324	324422,732
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натрий гидросульфит (Натрия бисульфит)	0,0109	0,3448	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Полиэтиленгликоли: ПЭГ-400 , ПЭГ-6000	0,0000672	0,0010038	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метилдиэтаноламин	0,5355000072	2,907000226	0

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Стронций, растворимые соединения	0,00005870418	0,00086081428	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Кальций карбонат (Мел)	0,0155261684	0,22766943706	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Кальция хлорид	0,00000523	0,00004	0,00203
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ингибитор коррозии ВНХ-1	0,0003754	0,0058213	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Керосин	0,4452535	0,579527809	480,873
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Масло минеральное нефтяное	0,85228461995	17,8481563434	30208,871
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диэтаноламин	3,54044100999	30,8532685712	30,01
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Гидрохинон	0,00033	0,00224	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бензин	1,7482504875	1,78655837725	1374835,554
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сольвент нафта	0,5288905	11,0106655	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Диспергатор НФ	0,0000953	0,0015054	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бромистые соли N-алкилпиридиния	0,0000055	0,000002	0,013
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Эмульсол	0,001648317	0,02643050484	5,1335
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Уайт-спирит	2,66953352878	31,26258885	172,176
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Углеводороды предельные С 12-С19	587,943516027	5301,40244364	2369592,761

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ингибитор коррозии " Нефтехим-1"	2,26225889	71,2497658	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	1,1,1,2-Тетрафторэтан (Фреон-134А)	0,02038153222	0,401	40,168
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Цинк карбонат	0,00007827224	0,00114775238	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Азота диоксид	1635,53488386	12795,2593888	3162850,298
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Азотная кислота	0,87766447665	0,0688109123	63,133
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Свинец и его неорганические соединения	0,00000929202	0,00007963452	0,021
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Хром шестивалентный	0,00229343778	0,002063296	1,657
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Цинк оксид	0,000022	0,000038	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Аммиак	1,35667337	25,931899188	31,085
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Озон	0,00117167536	0,00433516	0,7455
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сажа	47,9526015499	294,703981987	222664,741
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сера диоксид	4667,55672699	16817,2167928	671468,053
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Азота оксид	267,643176505	2078,60219559	514312,844
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Соляная кислота	0,41761127576	1,1535214309	26,583
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Серная кислота	0,06640463	1,06086888	109,371

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Железо (II, III) оксиды	2,88628201	11,4196764647	1667,741
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Кальций оксид (Негашеная известь)	0,0000012	0,000025	0,0004
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Марганец и его соединения	0,0836536052	0,47707191684	79,538
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Алюминий оксид	0,014204	0,0156804	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Барий сульфат	5,25405188496	4,26428451588	0,006
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Вольфрам триоксид	0,00002211111	0,00001904	0,01
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Медь (II) оксид	0,00283041948	0,00171053894	1,991
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Никель металлический	0,000022	0,0000396	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Никель оксид	0,00407642359	0,048917256	10,652
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Олово (II) оксид	0,0000031	0,0000056	0,015
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натр едкий	1,3860317	0,8521901	152613,554
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натрий гипохлорид	0,005922	0,091935	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Натрия сульфат	0,00000052	0,0000024	0,00004
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сера элементарная	2416,56827024	122,126058186	15587,724
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ксилол	8,11317662429	112,489840753	261,205

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Толуол	6,96675307206	111,105773615	4584,376
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	1,3,5-Триметилбензол	0,00641	0,2047955	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Смесь углеводородов предельных С1-С5	7351,35467957	3291,42945815	680477440,283
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Смесь углеводородов предельных С6-С10	109,793404547	1530,09058123	155967,505
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бензол	1,50812176072	9,5396308754	2543,2211
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	1,2,4-Триметилбензол	0,0461	1,4438843	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Винилхлорид	0,00079164	0,0012331042	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Дифторхлорметан (Фреон-22)	0,00031709792	0,005	0,42
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Четыреххлористый углерод	0,0005	0,0158	2,455
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Этилбензол	0,22349202901	5,18328547687	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бенз/а/пирен	0,0010950994	0,00746639207	4,41991999999999
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Нафталин	0,0244	0,7716	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Фтористый водород	0,04111381159	0,113905263	101,732
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Фториды неорганические плохо растворимые	0,05463541534	0,17732058	40,31
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Ортофосфорная кислота	0,75788305697	0,02355855569	0,185

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Площадка	Наименование веществ	Нормативные объемы выбросов загрязняющих веществ		
			грамм/секунд	тонн/год	мг/нм3
1	2	4	5	6	7
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сероводород	1280,73656953	225,201615108	39026,7759463001
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Сероуглерод	34,8588267744	0,937690176	232,4692
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Углерод оксид	3172,97225143	36212,8680973	3325377,80800001
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Углерода сероокись	128,93755312	2,96398729085	5748,42040999999
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Полиэтилен (Полиэтен)	0,0000784	0,00000624	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Метан	119,597168954	2644,44461506	1969,363
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Изобутан	0,0005532	0,01777635	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Бутан	0,03564435201	0,9458676236	0,422
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Гексан	0,016215121	0,511454715	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ ПУУД ТОО « Тенгизшевройл»	Пентан	0,020508002	0,646909469	0

Таблица 2

Нормативы сбросов загрязняющих веществ

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/ дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
на 2023 год							
Всего:							15011,7733
Выпуск №1. Поля испарения КТЛ							
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Флексорб (МДЭА)	150	87,329	10,218	1532,7	0,8923

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Сульфиды	150	87,329	100,159	15023,85	8,7468
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	ДЭА	150	87,329	123,931	18589,65	10,8228
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Железо общее	150	87,329	6,322	948,3	0,5521
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	АПАВ	150	87,329	2,905	435,75	0,2537
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Этиленгликоль	150	87,329	63,1	9465	5,5105
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Сероводород	150	87,329	8,817	1322,55	0,77
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Сульфаты	150	87,329	1228	184200	107,24
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Хлориды	150	87,329	5062,167	759325,05	442,074
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Взвешенные вещества	150	87,329	151,333	22699,95	13,2158
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Метанол	150	87,329	13,498	2024,7	1,1788
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Нефтепродукты	150	87,329	65,931	9889,65	5,7577
2023	Выпуск № 1. Поля испарения КТЛ	Фосфаты	150	87,329	9,065	1359,75	0,7916
Выпуск №10. сор							
2023	Выпуск № 10. сор	Железо общее	45,24	38	1	45,24	0,038
2023	Выпуск № 10. сор	Взвешенные вещества	45,24	38	30,1	1361,724	1,1438
2023	Выпуск № 10. сор	Нефтепродукты	45,24	38	0,3	13,572	0,0114

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
Выпуск №11. Поля испарения КТЛ							
2023	Выпуск № 11. Поля испарения КТЛ	Железо общее	45,24	38	3	135,72	0,114
2023	Выпуск № 11. Поля испарения КТЛ	Нефтепродукты	45,24	38	2,6	117,624	0,0988
2023	Выпуск № 11. Поля испарения КТЛ	Взвешенные вещества	45,24	38	30,1	1361,724	1,1438
Выпуск №2. Подземные горизонты							
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Взвешенные вещества	250	1402,5	150	37500	210,375
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Нефтепродукты	250	1402,5	220	55000	308,55
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Сульфаты	250	1402,5	1200	300000	1683
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Хлориды	250	1402,5	4259	1064750	5973,2475
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Сероводород	250	1402,5	380	95000	532,95
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Сульфиды	250	1402,5	1000	250000	1402,5
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Нитриты	250	1402,5	60,9	15225	85,4123

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Медь	250	1402,5	0,04	10	0,0561
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Железо общее	250	1402,5	5,11	1277,5	7,1668
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Нитраты	250	1402,5	93	23250	130,4325
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Азот аммонийный	250	1402,5	36,5	9125	51,1913
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Алюминий	250	1402,5	0,42	105	0,5891
2023	Выпуск № 2. Подземные горизонты	Цинк	250	1402,5	0,2	50	0,2805
Выпуск №3. Пруды испарения посёлка Шанырак							
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Железо общее	150	69,773	0,674	101,1	0,047
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	ХПК	150	69,773	94	14100	6,5587
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	БПКполн	150	69,773	24,472	3670,8	1,7075
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	АПАВ	150	69,773	0,456	68,4	0,0318

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Фосфаты	150	69,773	16,44	2466	1,1471
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Азот аммонийный	150	69,773	22,12	3318	1,5434
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Сульфаты	150	69,773	924,6	138690	64,5121
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Взвешенные вещества	150	69,773	25,4	3810	1,7722
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Хлориды	150	69,773	2431,8	364770	169,674
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Нефтепродукты	150	69,773	0,692	103,8	0,0483
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Фенолы	150	69,773	0,014	2,1	0,001
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Нитриты	150	69,773	15,036	2255,4	1,0491
2023	Выпуск № 3. Пруды испарения посёлка Шанырак	Нитраты	150	69,773	35,86	5379	2,5021
Выпуск №4. Поля испарения КОС на Тенгизе							
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	ХПК	350	520,906	92,917	32520,95	48,401
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Железо общее	350	520,906	1,075	376,25	0,56

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Хлориды	350	520,906	1040,25	364087,5	541,8725
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	БПК полн	350	520,906	18,62	6517	9,6993
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Фосфаты	350	520,906	20,002	7000,7	10,4192
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Азот аммонийный	350	520,906	1,167	408,45	0,6079
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Взвешенные вещества	350	520,906	21,333	7466,55	11,1125
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Сульфаты	350	520,906	401,5	140525	209,1438
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Нитраты	350	520,906	49,7	17395	25,889
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Фенолы	350	520,906	0,024	8,4	0,0125
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	АПАВ	350	520,906	0,445	155,75	0,2318
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Нитриты	350	520,906	1,808	632,8	0,9418
2023	Выпуск № 4. Поля испарения КОС на Тенгизе	Нефтепродукты	350	520,906	1,013	354,55	0,5277

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
Выпуск №5. Поля испарения СПИВ							
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Железо общее	150	249,9	2,158	323,7	0,5393
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	АПАВ	150	249,9	0,9	135	0,2249
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	БПКполн	150	249,9	22,38789	3358,1835	5,5947
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	ХПК	150	249,9	766	114900	191,4234
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Фосфаты	150	249,9	45,125	6768,75	11,2767
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Сульфаты	150	249,9	2076,333	311449,95	518,8756
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Нитраты	150	249,9	186,667	28000,05	46,6481
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Азот аммонийный	150	249,9	2,955	443,25	0,7385
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Хлориды	150	249,9	5177,333	776599,95	1293,8155
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Нефтепродукты	150	249,9	0,918	137,7	0,2294
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Фенолы	150	249,9	0,02	3	0,005
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Взвешенные вещества	150	249,9	35	5250	8,7465
2023	Выпуск № 5. Поля испарения СПИВ	Нитриты	150	249,9	7,41	1111,5	1,8518

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
Выпуск №6. Поля испарения СПИВ							
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	ХПК	150	107,1	473,917	71087,55	50,7565
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Железо общее	150	107,1	14,269	2140,35	1,5282
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Нитраты	150	107,1	55,333	8299,95	5,9262
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	БПКполн	150	107,1	50,09711	7514,5665	5,3654
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Хлориды	150	107,1	1045,167	156775,05	111,9374
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Сульфаты	150	107,1	427,333	64099,95	45,7674
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Нитриты	150	107,1	1,788	268,2	0,1915
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Взвешенные вещества	150	107,1	81,833	12274,95	8,7643
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Фосфаты	150	107,1	22,995	3449,25	2,4628
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Фенолы	150	107,1	0,016	2,4	0,0017
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	АПАВ	150	107,1	0,92	138	0,0985
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Азот аммонийный	150	107,1	1,382	207,3	0,148
2023	Выпуск № 6. Поля испарения СПИВ	Нефтепродукты	150	107,1	1,427	214,05	0,1528

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
Выпуск №7. Поля испарения ЗВП							
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Этиленгликоль	70	95,014	30,217	2115,19	2,871
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	АПАВ	70	95,014	3,17	221,9	0,3012
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Железо общее	70	95,014	3,715	260,05	0,353
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Флексорб (МДЭА)	70	95,014	1,913	133,91	0,1818
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Фосфаты	70	95,014	14,399	1007,93	1,3681
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Нефтепродукты	70	95,014	42,285	2959,95	4,0177
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Сульфаты	70	95,014	1544	108080	146,7016
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Взвешенные вещества	70	95,014	93,5	6545	8,8838
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Хлориды	70	95,014	2251,8	157626	213,9525
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	ДЭА	70	95,014	100,507	7035,49	9,5496
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Сульфиды	70	95,014	29,483	2063,81	2,8013
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Сероводород	70	95,014	13,183	922,81	1,2526
2023	Выпуск № 7. Поля испарения ЗВП	Метанол	70	95,014	1,575	110,25	0,1496

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
Выпуск №8. Поля испарения ЗВП							
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	АПАВ	34,5	2,096	4,925	169,9125	0,0103
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Этиленгликоль	34,5	2,096	11,608	400,476	0,0243
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Хлориды	34,5	2,096	17039,5	587862,75	35,7148
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Железо общее	34,5	2,096	24,125	832,3125	0,0506
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Метанол	34,5	2,096	1	34,5	0,0021
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Сероводород	34,5	2,096	0,1	3,45	0,0002
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Взвешенные вещества	34,5	2,096	15112,5	521381,25	31,6758
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Сульфаты	34,5	2,096	8805,25	303781,125	18,4558
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Фосфаты	34,5	2,096	534,5	18440,25	1,1203
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Нефтепродукты	34,5	2,096	0,73	25,185	0,0015
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Сульфиды	34,5	2,096	1	34,5	0,0021
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	Флексорб (МДЭА)	34,5	2,096	1	34,5	0,0021
2023	Выпуск № 8. Поля испарения ЗВП	ДЭА	34,5	2,096	6,348	219,006	0,0133

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Номер выпуска	Наименование показателя	Расход сточных вод		Допустимая концентрация, мг/дм3	Сброс	
			м3/ч	тыс. м3/год		г/ч	т/год
1	2	3	5	6	7	8	9
Выпуск №9. Пруд испаритель ЗТП							
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Нитриты	2,72	16,627	60,9	165,648	1,0126
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Нитраты	2,72	16,627	93	252,96	1,5463
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Взвешенные вещества	2,72	16,627	150	408	2,4941
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Медь	2,72	16,627	0,04	0,1088	0,0007
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Нефтепродукты	2,72	16,627	220	598,4	3,6579
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Сульфаты	2,72	16,627	1200	3264	19,9524
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Железо общее	2,72	16,627	5,11	13,8992	0,085
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Сероводород	2,72	16,627	380	1033,6	6,3183
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Хлориды	2,72	16,627	4259	11584,48	70,8144
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Алюминий	2,72	16,627	0,42	1,1424	0,007
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Азот аммонийный	2,72	16,627	36,5	99,28	0,6069
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Сульфиды	2,72	16,627	1000	2720	16,627
2023	Выпуск № 9. Пруд испаритель ЗТП	Цинк	2,72	16,627	0,2	0,544	0,0033

Таблица 3

Лимиты накопления отходов

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
на 2023 год				
Всего, из них по площадкам:				135982,9880
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»				
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы бумаги и картона (21 01 01)	Площадка для временного накопления отходов пластика и картона на ТЭЦ	2561,2421
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы пластика (20 01 39)	Площадка для временного накопления отходов пластика и картона на ТЭЦ	2207,7104
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы резинотехнических изделий (19 12 04)	Площадка для временного накопления отработанных шин и резинотехнических изделий на АРП	247,6955
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы резинотехнических изделий (19 12 04)	Секция для временного накопления отходов отработанных шин и резинотехнических изделий на ТЭЦ	3,8844
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Тара загрязненная (15 01 10*)	Площадка временного накопления тары загрязненной, расположенная на территории локомотивного депо	675,1282
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на ЗТП	2,441
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления металлолома, расположенная в районе Базы бурения	26870,0822
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Металлолом некондиционный (17 04 09*)	Площадка для временного сбора и накопления некондиционного металлолома	954,2433
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Песок с пескоструйной установки (12 01 14*)	Площадка временного накопления и охлаждения пирофорных отходов на КВПП	2789,1309
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы строительства и демонтажа (17 09 04)	Площадка сортировки отходов строительства и демонтажа на ТЭЦ	48135,612
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Нефтешлам (05 01 03*)	Площадка временного накопления нефтешлама на КВПП	34850,4029
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Сернистые отходы (05 01 16)	Площадка временного накопления и охлаждения пирофорных отходов на КВПП	629,4182
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы электроники (20 01 36)	Площадка временного накопления отходов электроники на ТЭЦ	134,1188
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Бой стекла и стеклотары (17 02 02)	Площадка для временного накопления отходов стекла (бой стекла и стеклотары) на ТЭЦ	346,0508

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы древесины (20 01 38)	Площадка накопления древесных материалов до и после крошения	6756,0946
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы электроники (20 01 36)	Площадка временного накопления отходов электроники на ПТШО	52,2107
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на ПТШО	1,3734
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные аккумуляторы (16 06 05)	Площадка временного накопления отработанных аккумуляторных батарей на ТЭЦ	18,7163
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления использованных / просроченных химреагентов (жидких) на территории ЗВП	137,9075
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные батарейки (16 06 05)	Площадка безопасного хранения отработанных батареек на ТЭЦ	3,383
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные аккумуляторы (16 06 05)	Площадка временного накопления отработанных аккумуляторных батарей расположенная на территории АРП	231,6637
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел и жидких отходов химических материалов, расположенная на территории химреагентного хозяйства КТЛ (ХРХ)	413,5818
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Жидкие отходы химических материалов (07 07 04*)	Площадка временного накопления отработанных масел и жидких отходов химических материалов, расположенная на территории химреагентного хозяйства КТЛ (ХРХ)	5764,3973
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Жидкие отходы химических материалов (07 07 04*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории газотурбинных электростанций (ГТЭС-1)	10,4795
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Жидкие отходы химических материалов (07 07 04*)	Площадка временного накопления использованных / просроченных химреагентов (жидких) на территории ЗВП	1637,6868
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на КОС	0,0461

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на Базе Бурения	3,0165
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп в ВП Шанырак	1,0458
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на КТЛ	3,439
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории авторемонтного предприятия	158,4496
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории Базы бурения	182,1097
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадки временного накопления отработанных масел, расположенные на территории газотурбинных электростанций (ГТЭС-1)	9,0822
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадки временного накопления отработанных масел, расположенные на территории газотурбинных электростанций (ГТЭС-2)	191,1438
на 2024 год				
Всего, из них по площадкам:				172731,391272
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»				
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы бумаги и картона (21 01 01)	Площадка для временного накопления отходов пластика и картона на ТЭЦ	3620,9349
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы пластика (20 01 39)	Площадка для временного накопления отходов пластика и картона на ТЭЦ	2974,69527
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы резинотехнических изделий (19 12 04)	Площадка для временного накопления отработанных шин и резинотехнических изделий на АРП	230,8425
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы резинотехнических изделий (19 12 04)	Секция для временного накопления отходов отработанных шин и резинотехнических изделий на ТЭЦ	60,56
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Тара загрязненная (15 01 10*)	Площадка временного накопления тары загрязненной, расположенная на территории локомотивного депо	966,36

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на ЗТП	3,494
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Металлолом (17 04 07)	Площадка временного накопления металлолома, расположенная в районе Базы бурения	21141,89921
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Металлолом некондиционный (17 04 09*)	Площадка для временного сбора и накопления некондиционного металлолома	1074,170522
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Песок с пескоструйной установки (12 01 14*)	Площадка временного накопления и охлаждения пирофорных отходов на КВПП	3991,9854
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы строительства и демонтажа (17 09 04)	Площадка сортировки отходов строительства и демонтажа на ТЭЦ	67470,9145
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Нефтешлам (05 01 03*)	Площадка временного накопления нефтешлама на КВПП	49884,01
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Сернистые отходы (05 01 16)	Площадка временного накопления и охлаждения пирофорных отходов на КВПП	900,932
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы электроники (20 01 36)	Площадка временного накопления отходов электроники на ТЭЦ	198,41877
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Бой стекла и стеклотары (17 02 02)	Площадка для временного накопления отходов стекла (бой стекла и стеклотары) на ТЭЦ	482,7021
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы древесины (20 01 38)	Площадка накопления древесных материалов до и после крошения	9536,1425
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы электроники (20 01 36)	Площадка временного накопления отходов электроники на ПТШО	74,733
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на ПТШО	5,4119
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные аккумуляторы (16 06 05)	Площадка временного накопления отработанных аккумуляторных батарей на ТЭЦ	26,79
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления использованных / просроченных химреагентов (жидких) на территории ЗВП	197,397
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные батарейки (16 06 05)	Площадка безопасного хранения отработанных батареек на ТЭЦ	4,6423
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные аккумуляторы (16 06 05)	Площадка временного накопления отработанных аккумуляторных батарей расположенная на территории АРП	331,597

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел и жидких отходов химических материалов, расположенная на территории химреагентного хозяйства КТЛ (ХРХ)	591,9897
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Жидкие отходы химических материалов (07 07 04*)	Площадка временного накопления отработанных масел и жидких отходов химических материалов, расположенная на территории химреагентного хозяйства КТЛ (ХРХ)	8251
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Жидкие отходы химических материалов (07 07 04*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории газотурбинных электростанций (ГТЭС-1)	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Жидкие отходы химических материалов (07 07 04*)	Площадка временного накопления использованных / просроченных химреагентов (жидких) на территории ЗВП	197,397
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на КОС	0,066
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на Базе Бурения	2,7977
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп в ВП Шанырак	1,497
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Ртутьсодержащие отходы (20 01 21*)	Участок временного накопления отработанных ртутьсодержащих ламп на КТЛ	4,9238
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории авторемонтного предприятия	226,9004
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории Базы бурения	260,6668
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадка временного накопления отработанных масел, расположенная на территории газотурбинных электростанций (ГТЭС-1)	2,292

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место накопления	Лимит накопления отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные масла (13 02 08*)	Площадки временного накопления отработанных масел, расположенные на территории газотурбинных электростанций (ГТЭС-2)	13,228

Таблица 4

Лимиты захоронения отходов

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место захоронения	Лимит захоронения отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
на 2023 год				
Всего, из них по площадкам:				137933,6174
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»				
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Уголь активированный (19 09 04)	Полигон промышленных отходов ТШО	741,9475
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Шлам от очистки оборудования (19 09 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	87,8395
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Загрязненный углеводородами и химикатами грунт (19 13 01*)	Полигон промышленных отходов ТШО	26268,3039
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Песок-фильтр (19 08 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	300,0169
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Грунты, шламы, осадки, не загрязненные опасными веществами (20 02 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	0
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Загрязнённая сера (05 07 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	4953,5418
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы сорбирующих и субстратных материалов (16 08 03)	Полигон промышленных отходов ТШО	2688,3942
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Осадок производственных сточных вод (19 08 13*)	Полигон промышленных отходов ТШО	445,0774
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	36870,4081
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Обезвреженные медицинские отходы (19 01 18)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	5,3537
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы древесины (20 01 38)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	2669,8784
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Биошлам (19 08 99)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	6625,8942
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы лакокрасочных материалов (08 01 11*)	Полигон промышленных отходов ТШО	331,8862

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место захоронения	Лимит захоронения отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Просроченные медицинские препараты (18 01 06*)	Полигон промышленных отходов ТШО	3,6932
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы керамики (17 01 07)	Полигон промышленных отходов ТШО	19,9885
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Асбестосодержащие материалы (17 06 01*)	Полигон промышленных отходов ТШО	131,663
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные воздушные фильтры (16 01 07*)	Полигон промышленных отходов ТШО	210,479
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные картриджные и мембранные фильтры (05 07 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	126,2895
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы бурения на водной основе (01 05 06*)	Полигон промышленных отходов ТШО	23304,9101
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Металлолом некондиционный (17 04 09*)	Полигон промышленных отходов ТШО	910,0622
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Аминовый шлам (07 01 10*)	Полигон промышленных отходов ТШО	260,3836
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Загрязненные отходы керамики (05 07 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	3,3314
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Зольный остаток (19 01 11*)	Полигон промышленных отходов ТШО	2512,2222
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Песок с пескоструйной установки (12 01 14*)	Полигон промышленных отходов ТШО	2659,9941
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Твердый минеральный остаток (19 02 11*)	Полигон промышленных отходов ТШО	16231,9763
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Шлам пруда испарителя серных карт (05 07 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	4861,1949
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Щелочесодержащий шлам (06 02 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	401,5472
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Твердые отходы химических материалов (07 07 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	620,8143
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Промасленные отходы (15 02 02*)	Полигон промышленных отходов ТШО	1052,4394
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Сернистые отходы (05 01 16)	Полигон промышленных отходов ТШО	600,2761
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Стабилизированный шлам (смесь со стабилизирующими материалами) (19 03 04*)	Полигон промышленных отходов ТШО	2033,8106

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место захоронения	Лимит захоронения отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
на 2024 год				
Всего, из них по площадкам:				179561,9784
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»				
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Уголь активированный (19 09 04)	Полигон промышленных отходов ТШО	1062,0033
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Шлам от очистки оборудования (19 09 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	125,7311
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Загрязненный углеводородами и химикатами грунт (19 13 01*)	Полигон промышленных отходов ТШО	37591,7638
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Песок-фильтр (19 08 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	429,4359
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Грунты, шламы, осадки, не загрязненные опасными веществами (20 02 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	0
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Загрязнённая сера (05 07 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	7090,3637
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы сорбирующих и субстратных материалов (16 08 03)	Полигон промышленных отходов ТШО	3848,0936
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Осадок производственных сточных вод (19 08 13*)	Полигон промышленных отходов ТШО	637,0716
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Коммунальные отходы (20 03 01)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	52726,6218
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Обезвреженные медицинские отходы (19 01 18)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	7,6631
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы древесины (20 01 38)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	4113,0347
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Биошлам (19 08 99)	Полигон твердых бытовых отходов ТШО	9484,123
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы лакокрасочных материалов (08 01 11*)	Полигон промышленных отходов ТШО	474,5785
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Просроченные медицинские препараты (18 01 06*)	Полигон промышленных отходов ТШО	5,2868
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы керамики (17 01 07)	Полигон промышленных отходов ТШО	28,611
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Асбестосодержащие материалы (17 06 01*)	Полигон промышленных отходов ТШО	187,4212
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные воздушные фильтры (16 01 07*)	Полигон промышленных отходов ТШО	299,848

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	Наименование промышленной площадки	Наименование отхода (код)	Место захоронения	Лимит захоронения отходов, тонн/год
1	2	3	4	5
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отработанные картриджные и мембранные фильтры (05 07 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	180,2904
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Отходы бурения на водной основе (01 05 06*)	Полигон промышленных отходов ТШО	22546,0579
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Металлолом некондиционный (17 04 09*)	Полигон промышленных отходов ТШО	1024,4367
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Аминовый шлам (07 01 10*)	Полигон промышленных отходов ТШО	372,706
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Загрязненные отходы керамики (05 07 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	4,7685
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Зольный остаток (19 01 11*)	Полигон промышленных отходов ТШО	3595,9259
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Песок с пескоструйной установки (12 01 14*)	Полигон промышленных отходов ТШО	3807,1564
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Твердый минеральный остаток (19 02 11*)	Полигон промышленных отходов ТШО	16228,3879
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Шлам пруда испарителя серных карт (05 07 02)	Полигон промышленных отходов ТШО	6958,1809
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Щелочесодержащий шлам (06 02 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	574,7636
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Твердые отходы химических материалов (07 07 99)	Полигон промышленных отходов ТШО	888,6165
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Промасленные отходы (15 02 02*)	Полигон промышленных отходов ТШО	1498,6772
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Сернистые отходы (05 01 16)	Полигон промышленных отходов ТШО	859,2188
2024	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Стабилизированный шлам (смесь со стабилизирующими материалами) (19 03 04*)	Полигон промышленных отходов ТШО	2911,1406

Таблица 5

Лимиты размещения серы в открытом виде на серных картах

Год	№ серной карты	Место размещения	Лимит размещения серы, тонн/год
1	2	3	4
на 2023 год			
Всего, из них по площадкам:			265720,0
Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»			
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Серная карта №5	31739,7

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Год	№ серной карты	Место размещения	Лимит размещения серы, тонн/год
1	2	3	4
2023	Объекты Основного производства и ПБР/ПУУД ТОО «Тенгизшевройл»	Серная карта №9	233980,3

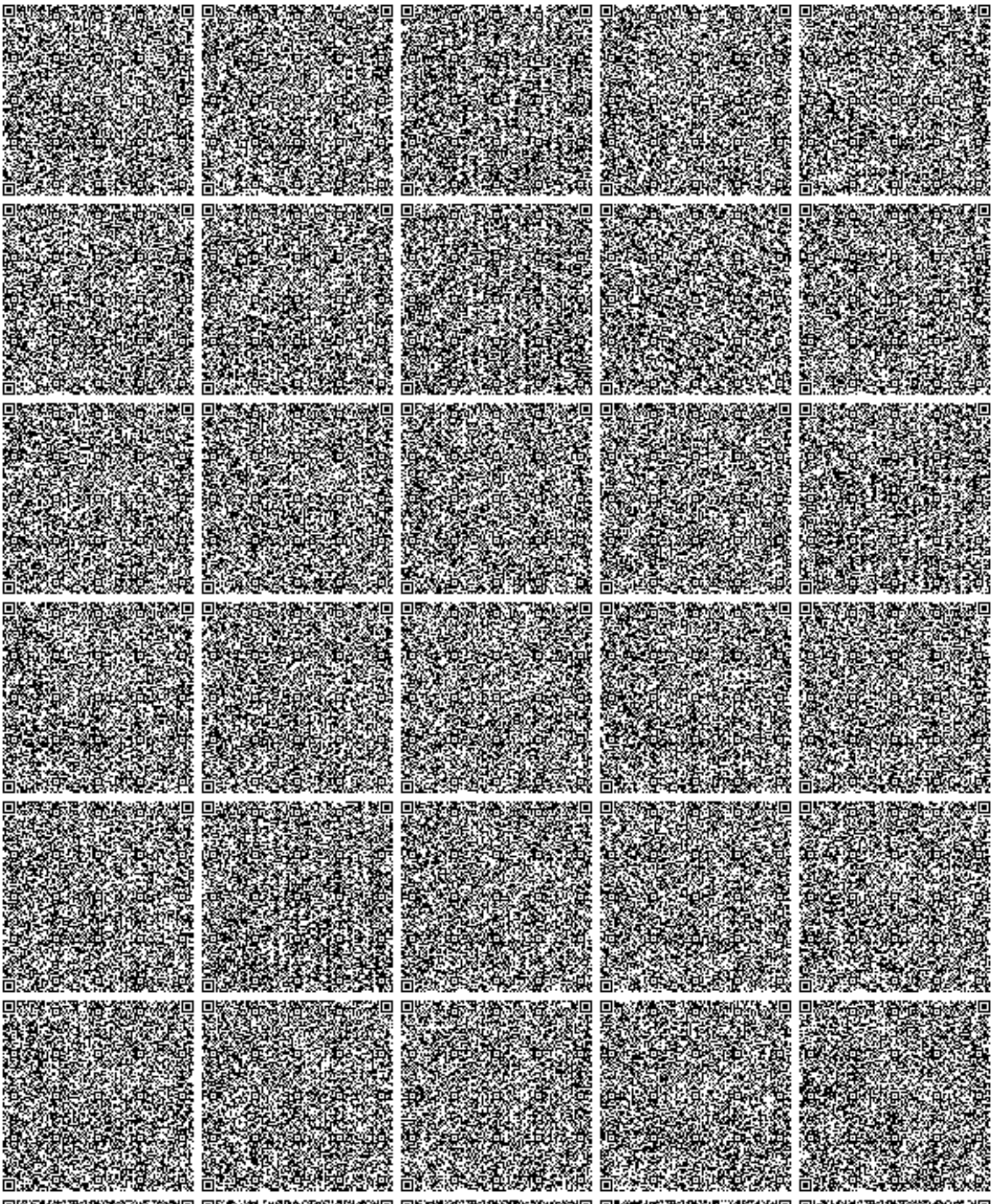
Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

Приложение 2 к экологическому разрешению на воздействие для объектов I и II категории

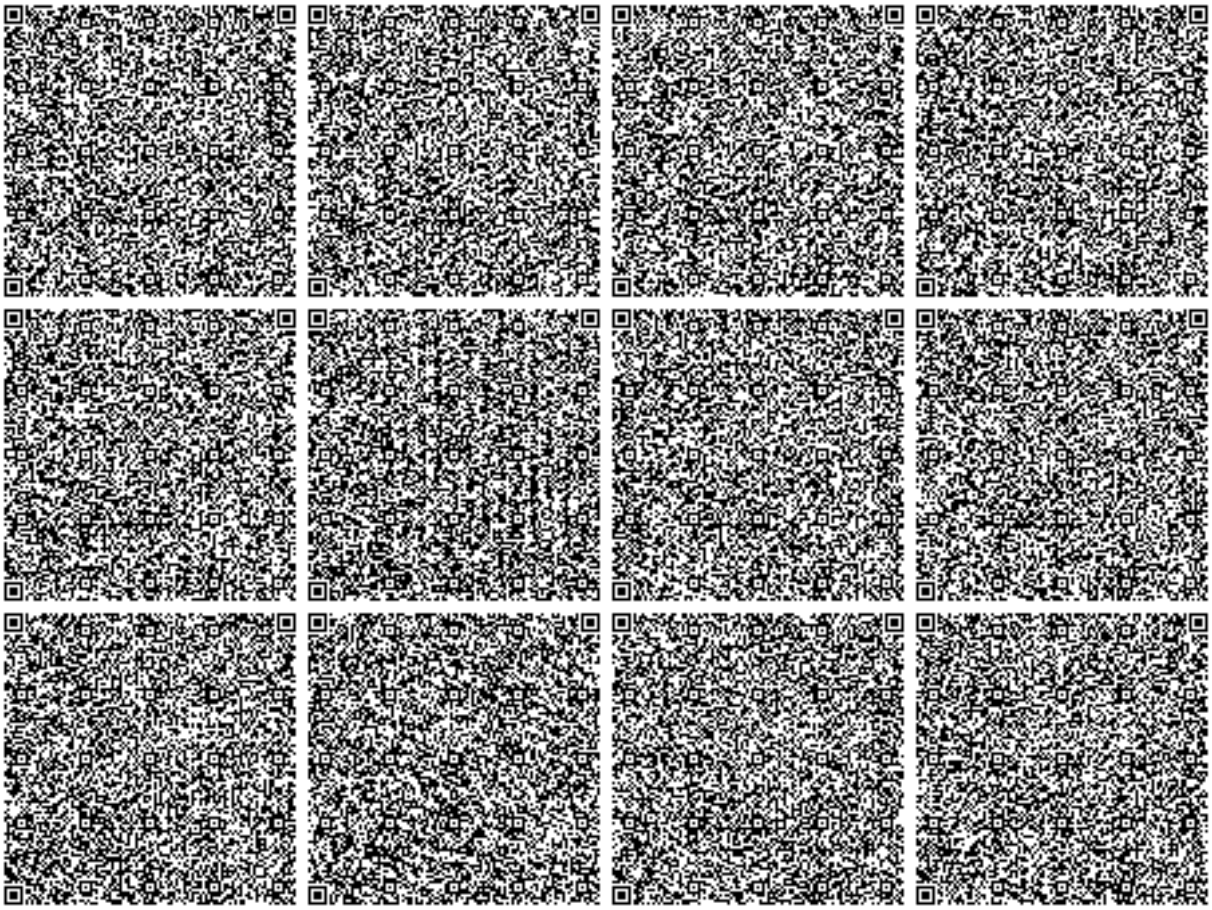
Экологические условия

1. Не превышать установленные настоящим разрешением, нормативы эмиссий в окружающую среду, лимиты накопления и захоронения отходов; 2. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки. 3. Осуществить производственный экологический контроль и предоставлять отчет о выполнении программы производственного экологического контроля ежеквартально до первого числа второго месяца за отчетным кварталом; 4. Нарушение экологического законодательства, не исполнение условий природопользования влечет за собой приостановление, аннулирование данного разрешения согласно действующего законодательства. 5. Отчеты по разрешенным и фактическим эмиссиям в окружающую среду представлять в Департамент экологии ежеквартально до 10 числа, следующего за отчетным. 6. Обеспечить 100% охват проверки клапанов факельной системы с целью дальнейшего технического обслуживания клапанов факельной системы до 2024 года с целью сокращения выбросов загрязняющих веществ; 7. Внедрить автоматизированную систему мониторинга эмиссий на основных источниках согласно п.4 ст.186, п.16 ст.418 Экологического кодекса Республики Казахстан и Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208 «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля». В режиме реального времени с 01.01.2023 г. обеспечить непрерывную передачу данных от автоматизированных систем мониторинга эмиссий в окружающую среду на основных стационарных источниках эмиссий. 8. Предоставить план по дальнейшему уменьшению выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду с применением мероприятий организационно-технического характера – 3-ий квартал 2023 года. 9. Предоставить сравнительный анализ фактических и прогнозных данных за последние 5 лет (2018-2022гг.) по закачке очищенных сточных вод в пласт, с применением эффективных мер, с учетом опыта ведущих нефтегазовых предприятий Республики Казахстан, а также с рекомендациями по улучшению методики "Определения нормативов эмиссий в окружающую среду" приказ МЭГПР №63 от 10.03.2021 года, в части нормирования и установления лимитов на сбросы. Срок предоставления информации - 1-ый квартал 2023 года. 10. Представить данные о фактических объемах выбросов подрядных организаций за 2022 год. Срок предоставления информации – 2-ой квартал 2023 года. 11. Предоставить отчет о промежуточных результатах научно-исследовательской работы по обследованию качества атмосферного воздуха в Жылыойском районе и г.Кульсары. Срок предоставления информации – 3-ий квартал 2023 года. 12. Соблюдать требования Программы управления отходами на 2023 год по сокращению образования отходов, увеличению доли их повторного использования, переработки и утилизации в соответствии со ст. 335 Кодекса. 13. Представить отчёт о реализации мероприятий по сокращению объемов хранения серы в открытом виде на серных картах за 2023 год в соответствии с Проектом нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах для ТОО “ Тенгизшевройл” на 2023-2024 гг. Срок предоставления информации – 2 и 4-ый квартал 2023 года.

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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.



Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған.Электрондық құжат түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.



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 түпнұсқасын 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 вы можете на портале www.elicense.kz.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

ДИНАМИКА ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПО ВАРИАНТУ №1 В ПЕРИОД С 2023 ПО 2066 ГОДЫ

Сравнительный анализ вариантов разработки месторождения Тенгиз показал, что рекомендуемым будет вариант ПРМ №1, т.к. воздействие отходов при реализации варианта 1 будет минимальным.

На рисунке П.6-1 приведена динамика образования отходов при разработке месторождения по 1 варианту на весь рентабельный период, с 2023 по 2066 годы.

Нисходящий тренд показывает резкое снижение образования отходов с 2038 года. Это связано с завершением буровых работ в 2037 году.

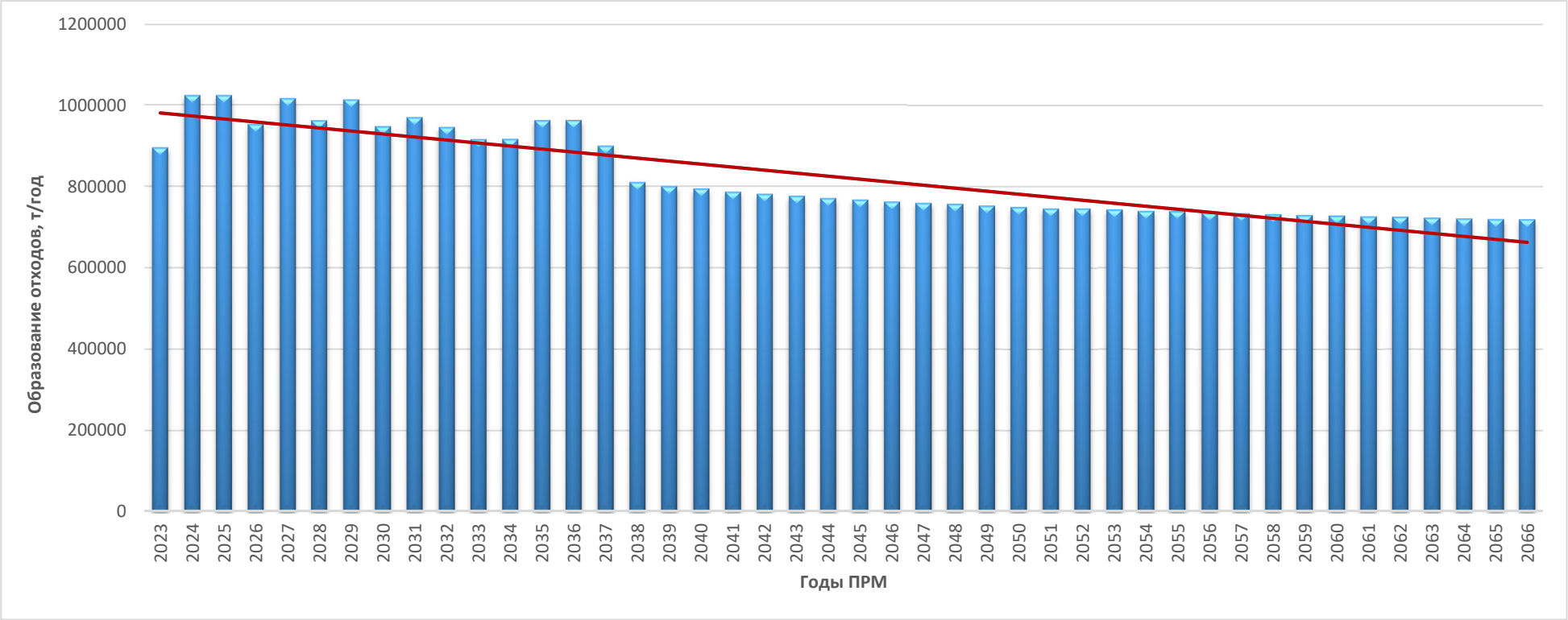


Рисунок П.6-1. Динамика образования отходов при разработке месторождения по 1 варианту на весь рентабельный период, с 2023 по 2066 годы

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

МАТЕРИАЛЫ К РАЗДЕЛУ «ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

Таблица П.7.1 Расчет частоты выбросов для всех вариантов ПРМ с учетом всех проектируемых операций (бурение, заканчивание, эксплуатация скважин) по годам

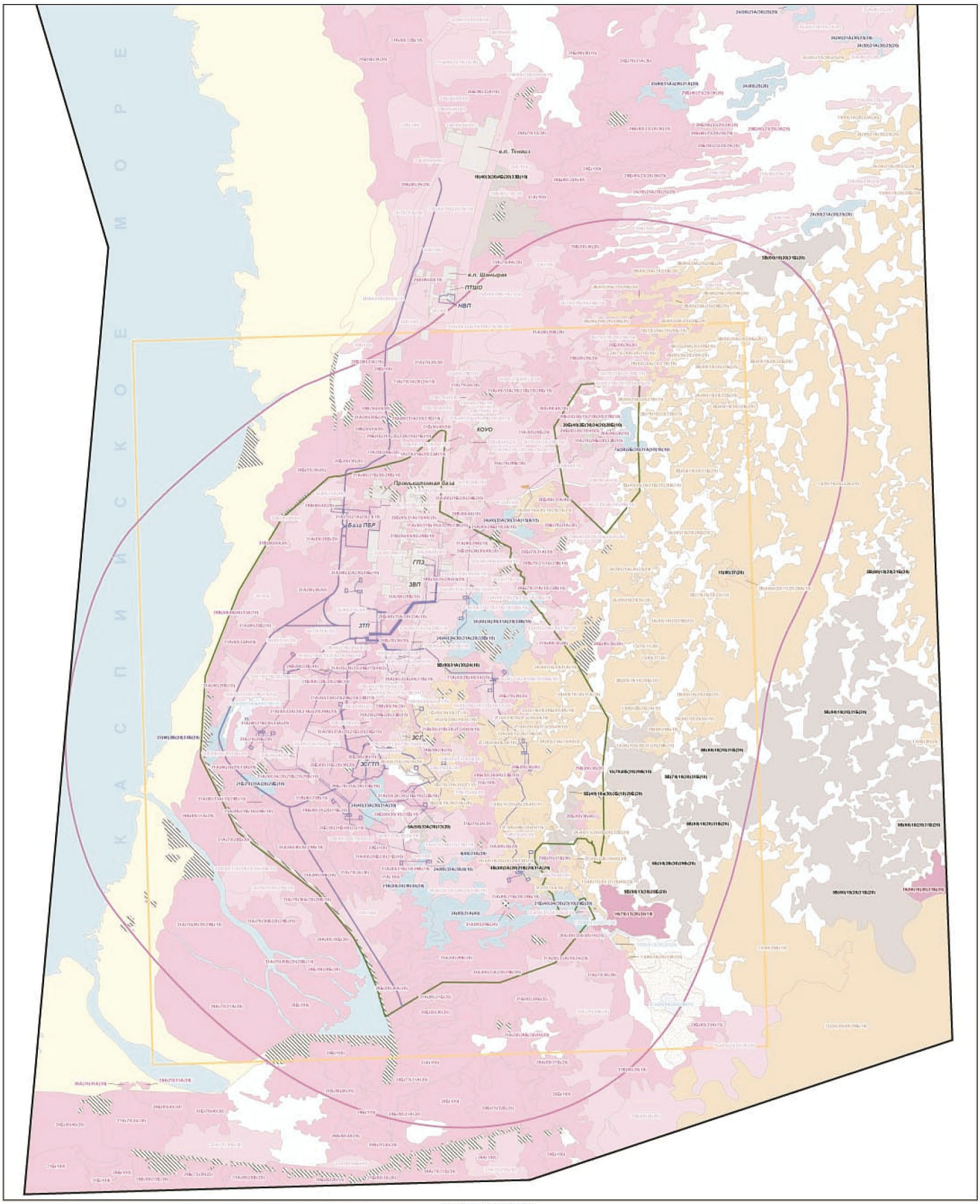
Годы	Ввод скв. из бурения, ед.	Фонд добывающих скв., ед.	Фонд газонагнетат. скважин, ед.	Частота аварий при бурении в год	Частота аварий добыв эксплуат. /год	Частота аварий газонагнет. скв./год	Суммарная частота аварий/год
Вариант 1							
2023	4	143	8	0,00172	0,006721	0,00128	0,009721
2024	22	147	23	0,00946	0,006909	0,00368	0,020049
2025	3	178	25	0,00129	0,008366	0,004	0,013656
2026	17	192	25	0,00731	0,009024	0,004	0,020334
2027	6	206	25	0,00258	0,009682	0,004	0,016262
2028	3	205	25	0,00129	0,009635	0,004	0,014925
2029	13	210	25	0,00559	0,00987	0,004	0,01946
2030	6	213	25	0,00258	0,010011	0,004	0,016591
2031	10	218	25	0,0043	0,010246	0,004	0,018546
2032	9	226	25	0,00387	0,010622	0,004	0,018492
2033	5	227	25	0,00215	0,010669	0,004	0,016819
2034	5	231	25	0,00215	0,010857	0,004	0,017007
2035	12	224	25	0,00516	0,010528	0,004	0,019688
2036	10	228	25	0,0043	0,010716	0,004	0,019016
2037	5	238	25	0,00215	0,011186	0,004	0,017336
2038	0	227	25	0	0,010669	0,004	0,014669
2039	0	228	25	0	0,010716	0,004	0,014716
2040	0	222	25	0	0,010434	0,004	0,014434
2041	0	220	25	0	0,01034	0,004	0,01434
2042	0	218	25	0	0,010246	0,004	0,014246
2043	0	210	25	0	0,00987	0,004	0,01387
2044	0	208	25	0	0,009776	0,004	0,013776
2045	0	205	25	0	0,009635	0,004	0,013635
2046	0	198	25	0	0,009306	0,004	0,013306
2047	0	197	25	0	0,009259	0,004	0,013259
2048	0	188	25	0	0,008836	0,004	0,012836
2049	0	184	25	0	0,008648	0,004	0,012648
2050	0	176	25	0	0,008272	0,004	0,012272
2051	0	189	25	0	0,008883	0,004	0,012883
2052	0	171	25	0	0,008037	0,004	0,012037
2053	0	173	25	0	0,008131	0,004	0,012131
2054	0	179	25	0	0,008413	0,004	0,012413
2055	0	171	25	0	0,008037	0,004	0,012037
2056	0	167	25	0	0,007849	0,004	0,011849
2057	0	164	25	0	0,007708	0,004	0,011708
2058	0	159	25	0	0,007473	0,004	0,011473
2059	0	157	25	0	0,007379	0,004	0,011379
2060	0	156	25	0	0,007332	0,004	0,011332
2061	0	154	25	0	0,007238	0,004	0,011238
2062	0	153	25	0	0,007191	0,004	0,011191
2063	0	152	25	0	0,007144	0,004	0,011144
2064	0	148	25	0	0,006956	0,004	0,010956
2065	0	146	25	0	0,006862	0,004	0,010862
2066	0	146	25	0	0,006862	0,004	0,010862
2067	0	144	25	0	0,006768	0,004	0,010768
2068	0	144	25	0	0,006768	0,004	0,010768
2069	0	142	25	0	0,006674	0,004	0,010674
2070	0	140	25	0	0,00658	0,004	0,01058
2071	0	140	25	0	0,00658	0,004	0,01058

Годы	Ввод скв. из бурения, ед.	Фонд добывающих скв., ед.	Фонд газонагнетат. скважин, ед.	Частота аварий при бурении в год	Частота аварий добыв эксплуат. /год	Частота аварий газонагнет. скв./год	Суммарная частота аварий/год
2072	0	138	25	0	0,006486	0,004	0,010486
2073	0	137	25	0	0,006439	0,004	0,010439
2074	0	132	25	0	0,006204	0,004	0,010204
2075	0	130	25	0	0,00611	0,004	0,01011
2076	0	128	25	0	0,006016	0,004	0,010016
2077	0	125	25	0	0,005875	0,004	0,009875
2078	0	122	25	0	0,005734	0,004	0,009734
2079	0	122	25	0	0,005734	0,004	0,009734
2080	0	119	25	0	0,005593	0,004	0,009593
2081	0	115	25	0	0,005405	0,004	0,009405
2082	0	114	25	0	0,005358	0,004	0,009358
2083	0	111	25	0	0,005217	0,004	0,009217
2084	0	109	25	0	0,005123	0,004	0,009123
2085	0	107	25	0	0,005029	0,004	0,009029
2086	0	104	25	0	0,004888	0,004	0,008888
2087	0	102	25	0	0,004794	0,004	0,008794
2088	0	99	25	0	0,004653	0,004	0,008653
2089	0	99	25	0	0,004653	0,004	0,008653
2090	0	98	25	0	0,004606	0,004	0,008606
2091	0	98	25	0	0,004606	0,004	0,008606
2092	0	98	25	0	0,004606	0,004	0,008606
2093	0	97	25	0	0,004559	0,004	0,008559
2094	0	97	25	0	0,004559	0,004	0,008559
2095	0	95	25	0	0,004465	0,004	0,008465
2096	0	92	25	0	0,004324	0,004	0,008324
2097	0	91	25	0	0,004277	0,004	0,008277
2098	0	89	25	0	0,004183	0,004	0,008183
2099	0	87	25	0	0,004089	0,004	0,008089
2100	0	87	25	0	0,004089	0,004	0,008089
Вариант 4 (вариант с наибольшей прогнозируемой частотой аварий в год)							
2023	4	143	8	0,00172	0,006721	0,00128	0,009721
2024	22	147	23	0,00946	0,006909	0,00368	0,020049
2025	3	178	25	0,00129	0,008366	0,004	0,013656
2026	17	192	25	0,00731	0,009024	0,004	0,020334
2027	6	206	25	0,00258	0,009682	0,004	0,016262
2028	3	205	25	0,00129	0,009635	0,004	0,014925
2029	13	210	25	0,00559	0,00987	0,004	0,01946
2030	11	213	26	0,00473	0,010011	0,00416	0,018901
2031	10	220	26	0,0043	0,01034	0,00416	0,0188
2032	9	228	26	0,00387	0,010716	0,00416	0,018746
2033	7	231	26	0,00301	0,010857	0,00416	0,018027
2034	9	237	26	0,00387	0,011139	0,00416	0,019169
2035	13	235	26	0,00559	0,011045	0,00416	0,020795
2036	32	241	26	0,01376	0,011327	0,00416	0,029247
2037	9	256	26	0,00387	0,012032	0,00416	0,020062
2038	6	243	26	0,00258	0,011421	0,00416	0,018161
2039	14	232	35	0,00602	0,010904	0,0056	0,022524
2040	7	232	35	0,00301	0,010904	0,0056	0,019514
2041	0	219	35	0	0,010293	0,0056	0,015893
2042	0	216	35	0	0,010152	0,0056	0,015752
2043	0	214	35	0	0,010058	0,0056	0,015658
2044	0	210	35	0	0,00987	0,0056	0,01547
2045	0	209	35	0	0,009823	0,0056	0,015423
2046	0	207	35	0	0,009729	0,0056	0,015329

Годы	Ввод скв. из бурения, ед.	Фонд добывающих скв., ед.	Фонд газонагнетат. скважин, ед.	Частота аварий при бурении в год	Частота аварий добыв эксплуат. /год	Частота аварий газонагнет. скв./год	Суммарная частота аварий/год
2047	0	207	35	0	0,009729	0,0056	0,015329
2048	0	205	35	0	0,009635	0,0056	0,015235
2049	0	195	35	0	0,009165	0,0056	0,014765
2050	0	193	35	0	0,009071	0,0056	0,014671
2051	0	193	35	0	0,009071	0,0056	0,014671
2052	0	191	35	0	0,008977	0,0056	0,014577
2053	0	190	35	0	0,00893	0,0056	0,01453
2054	0	187	35	0	0,008789	0,0056	0,014389
2055	0	186	35	0	0,008742	0,0056	0,014342
2056	0	185	35	0	0,008695	0,0056	0,014295
2057	0	183	35	0	0,008601	0,0056	0,014201
2058	0	183	35	0	0,008601	0,0056	0,014201
2059	0	178	35	0	0,008366	0,0056	0,013966
2060	0	178	35	0	0,008366	0,0056	0,013966
2061	0	178	35	0	0,008366	0,0056	0,013966
2062	0	175	35	0	0,008225	0,0056	0,013825
2063	0	173	35	0	0,008131	0,0056	0,013731
2064	0	171	35	0	0,008037	0,0056	0,013637
2065	0	166	35	0	0,007802	0,0056	0,013402
2066	0	164	35	0	0,007708	0,0056	0,013308
2067	0	163	35	0	0,007661	0,0056	0,013261
2068	0	163	35	0	0,007661	0,0056	0,013261
2069	0	161	35	0	0,007567	0,0056	0,013167
2070	0	159	35	0	0,007473	0,0056	0,013073
2071	0	155	35	0	0,007285	0,0056	0,012885
2072	0	153	35	0	0,007191	0,0056	0,012791
2073	0	150	35	0	0,00705	0,0056	0,01265
2074	0	148	35	0	0,006956	0,0056	0,012556
2075	0	145	35	0	0,006815	0,0056	0,012415
2076	0	142	35	0	0,006674	0,0056	0,012274
2077	0	141	35	0	0,006627	0,0056	0,012227
2078	0	139	35	0	0,006533	0,0056	0,012133
2079	0	138	35	0	0,006486	0,0056	0,012086
2080	0	136	35	0	0,006392	0,0056	0,011992
2081	0	131	35	0	0,006157	0,0056	0,011757
2082	0	130	35	0	0,00611	0,0056	0,01171
2083	0	129	35	0	0,006063	0,0056	0,011663
2084	0	128	35	0	0,006016	0,0056	0,011616
2085	0	126	35	0	0,005922	0,0056	0,011522
2086	0	126	35	0	0,005922	0,0056	0,011522
2087	0	125	35	0	0,005875	0,0056	0,011475
2088	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2089	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2090	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2091	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2092	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2093	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2094	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2095	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2096	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2097	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2098	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2099	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381
2100	0	123	35	0	0,005781	0,0056	0,011381

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

КАРТА РАСТИТЕЛЬНОСТИ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА



Условные обозначения

Доминанты растительных сообществ

- Растительные сообщества с преобладанием пырея ломкого
- Растительные сообщества с преобладанием кустарниковой растительности (курчавок)
- Растительные сообщества с преобладанием полыней (белоземельной и Лерховской)
- Растительные сообщества с преобладанием полыни однопестичной
- Растительные сообщества с преобладанием терескена роговидного
- Растительные сообщества с преобладанием сарсазана
- Растительные сообщества с преобладанием однолетних солянок (климакоптеры мясистой, к. супротивнолистной, солянки Паульсена)
- Растительные сообщества с преобладанием сорнотравья (щирица, гелиотроп)

Прочие

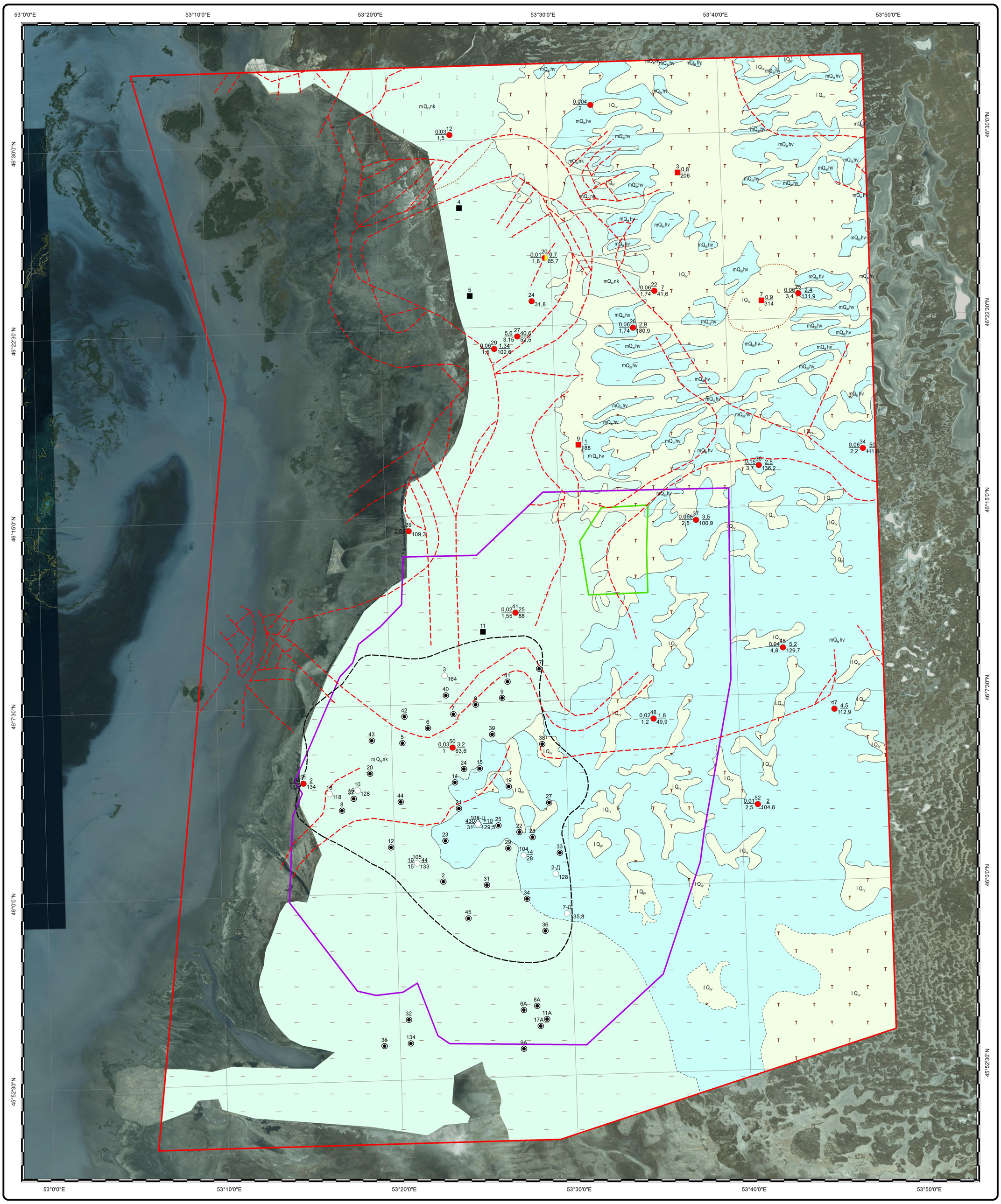
- Санитарно-защитная зона
- Объекты ПБР
- Лицензионная территория Добычи
- Земли ТОО "Тенгизшевройл"
- Солончаки соровые
- Техногенно нарушенные земли без растительности
- Пески разбитые, барханные
- Песчаные отложения на территории периодически затапливаемой Каспийским морем
- Производственные объекты
- Водная поверхность
- Кладбища

Приложение 8.
Карта растительности

Г И Д Р О Г Е О Л О Г И Ч Е С К А Я К А Р Т А

Масштаб 1:150 000
(в 1 сантиметре 15 километров)

3 2,25 1,5 0,75 0 3 6 9 км



У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я

I. РАСПРОСТРАНЕНИЕ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ И КОМПЛЕКСОВ

l Q_IV	Водоносный горизонт современных соровых и озерных отложений. Пески глинистые, супеси, суглинки, глины.
m Q_IV nk	Водоносный горизонт современных новокаспийских морских отложений. Пески глинистые.
m Q_III hv	Водоносный горизонт верхнечетвертичных хвалынских морских отложений. Пески глинистые с прослоями глин и суглинков.

II. ВОДОПУНКТЫ

- Колодец (шурф). Цифры: вверху - номер по каталогу и индекс геологического возраста водовмещающих пород; слева в числителе - дебит, л/сек, в знаминателе - понижение, м; справа в числителе - глубина установившегося уровня, м, в знаминателе - минерализация воды, г/л.
- Колодец (шурф) безводный
- Скважина, опытный куст. Цифры: вверху - номер по каталогу и индекс геологического возраста водовмещающих пород; слева в числителе - дебит, л/сек, в знаминателе - понижение, м; справа в числителе - глубина установившегося уровня, м, в знаминателе - минерализация воды, г/л; снизу в скобках - число вскрытых водоносных горизонтов
- Скважина безводная
- Скважины глубокого нефтегазоразведочного бурения

III. МИНЕРАЛИЗАЦИЯ И ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ

- 30-50 г/л
- Более 50 г/л
- 140-270 г/л
- Более 270 г/л

В типовых водопунктах вода
- с преобладанием гидрокарбонатных анионов
- с преобладанием сульфатных анионов
- с преобладанием хлоридных анионов
- смешанная двухкомпонентная
- смешанная трехкомпонентная
- вода с неизвестным химическим составом

IV. ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Границы различных водоносных горизонтов или комплексов установленные
- Границы различных водоносных горизонтов или комплексов предполагаемые
- границы минерализации
- Разломы с невыясненным гидрогеологическим значением
- Геологический отвод лицензионного блока Каратон-Саркамыс
- Геологический отвод месторождения Королевское в пределах блока XXIX-15-A
- Контур контрактной территории ТШО
- Контур тенгизского месторождения подземных вод

Приложение 8.
Гидрогеологическая карта
Масштаб 1:150 000

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

ОТЧЕТЫ ПО ОЦЕНКЕ РИСКА ЗДОРОВЬЮ НАСЕЛЕНИЯ

ИП «Жантөре»

ОТЧЕТ

ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ОТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ТОО «ТЕНГИЗШЕВРОЙЛ»

Часть 1 - Оценка риска для здоровья населения от всех источников выбросов загрязняющих веществ согласно проектным данным ПРМ Тенгиз и по результатам моделирования рассеивания ЗВ в атмосферном воздухе (максимальные и среднегодовые расчетные концентрации)

Руководитель ИП «Жантөре» _____ **Досмухаметов А.Т.**

ИП «ЖАНТӨРЕ» ИИН 731223301550

Алматы, 2023 г.

Отчет представляется для Компании «SED»
в соответствии с Заказ-нарядом №1 от 11.05.2023

Реферат

Отчет по Части 1 состоит из 49 страниц, 14 таблиц, 1 рисунка.

Ключевые слова: Оценка риска для здоровья населения, референтные дозы и концентрации, идентификация опасности, технологические выбросы, характеристика промышленных предприятий.

Объекты исследования: Атмосферный воздух.

Цель исследования: Оценка риска здоровью населения при воздействии загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах в атмосферный воздух от объектов ТОО «Тенгизшевройл».

Методы исследований: Методология оценки риска, анализ по данным моделирования рассеивания загрязняющих веществ, выполненного ТОО «SED» для проекта Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) объектов ТШО.

Результаты исследований: На этапе идентификации опасности в выбросах от эксплуатации объектов ТОО «Тенгизшевройл» выявлены 12 канцерогенных веществ, из которых 6 (хром (VI) оксид, бенз/а/пирен, сажа, бензол, формальдегид и этиленхлорид) являются признанными канцерогенами для человека, согласно различным классификациям. Индивидуальный канцерогенный риск от рассматриваемых веществ для здоровья населения, проживающего вблизи объектов ТШО, не доходит до нижнего предела приемлемого уровня 1×10^{-6}, что подтверждается результатами ускоренной характеристики канцерогенного риска (скрининга). Смоделированные концентрации неканцерогенных веществ в выбросах объектов ТШО при хроническом и остром ингаляционном воздействиях, указывают на предельно малый (приемлемый) риск на исследуемых территориях. Прогнозная ситуация в результате ввода в эксплуатацию объектов ТШО, совместно с действующим производством и работой предприятия в штатном режиме, в исследуемом регионе оценивается как благополучная (приемлемая) в плане рисков здоровью населения, проживающего вблизи производства.

Сведение о внедрении: Отчет является частью материалов по Оценке воздействия на окружающую среду для объектов ТШО, выполненного по заказу ТОО «SED».

Список исполнителей

Досмухаметов А.Т..	Руководитель, кандидат медицинских наук, специалист по гигиене окружающей среды и управлению рисками здоровью населения, проживающего вблизи нефтегазовых месторождений РК.
Амрин М.К.	Кандидат медицинских наук, доцент и главный специалист оценки и управления рисками здоровью населения от воздействия химических факторов окружающей среды
Бейсенбинова Ж.Б.	Ведущий специалист оценки и управления рисками здоровью населения от воздействия химических факторов окружающей среды

Содержание

	Стр.
РЕФЕРАТ……	2
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ……	3
СОДЕРЖАНИЕ……	4
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ……	5
1. ВВЕДЕНИЕ……..	6
2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОЦЕНКИ РИСКА	12
2.1. Идентификация опасности для здоровья населения от компонентов выбросов в атмосферу	12
2.2. Количественная и качественная характеристика выбросов в атмосферный воздух от объектов ТШО……	14
2.3. Анализ информации о показателях опасности канцерогенного действия химических веществ…….	18
2.4. Анализ информации о показателях опасности неканцерогенного действия химических веществ……..	19
2.5 Ранжирование выбросов……..	25
2.6.Ускоренная характеристика риска на этапе идентификации опасности……..	31
Выводы	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ…….	49

Список сокращений

ЗТП	Завод Третьего поколения
ЗСГТП	Закачка Сырого Газа Третьего Поколения
ПБР	Проект будущего расширения
ПУУД	Проект управления устьевым давление
ПУУД	Проект управления устьевым давлением
ТШО	«Тенгизшевройл»
ВОЗ	Всемирная организация здравоохранения
СЗЗ	Санитарно-защитная зона
СПД	Система повышения Давления
HQ	Коэффициент опасности
ПДК	Предельно допустимая концентрация
HRIc	Коэффициент сравнительной канцерогенной опасности
HRI	Индекс не канцерогенной опасности веществ
SF	Фактор канцерогенного потенциала
RfC	Референтные концентрации при хроническом ингаляционном воздействии
ARfC	Референтные концентрации при остром ингаляционном воздействии
CAS	Идентификационный номер химических веществ
LADD	Средняя суточная доза или поступление химических веществ в организм человека

1. ВВЕДЕНИЕ

Охрана здоровья населения от неблагоприятного воздействия факторов окружающей среды является одним из приоритетных направлений в решении задач социально-экономического развития страны.

В современных условиях загрязнение атмосферного воздуха населенных пунктов химическими веществами может обуславливаться неблагоприятными изменениями в состоянии здоровья человека, которые, в ряде случаев, могут спровоцировать дальнейшее развитие патологических состояний и осложнения хронических заболеваний.

Выявление основных причин дополнительной неинфекционной и нетравматической заболеваемости и смертности, зависящих от загрязнения среды обитания человека, а также оценка экономического ущерба от этого, позволяет объективно оценить затраты государственного бюджета на природоохранные мероприятия по снижению последствий от загрязнения окружающей среды.

В настоящее время принято, что при разработке мероприятий по охране здоровья населения от вредного воздействия неблагоприятных факторов окружающей среды, основным критерием является величина риска для здоровья экспонируемого населения.

В соответствии с гармонизацией с международными стандартами технология оценки и управления рисками в сфере охраны окружающей среды и улучшения состояния здоровья населения внедряется и в нашей стране, согласно общепризнанной методологии анализа риска, утверждённой всемирной организацией здравоохранения (ВОЗ) и широко применяемой в развитых странах мира.

Методология оценки риска здоровью населения используется в качестве основного социально-экономического индикатора состояния окружающей среды, что позволяет создавать наиболее достоверную базу данных с целью принятия управленческих решений и повышает экономическую эффективность от проводимых природоохранных и оздоровительных мероприятий.

В процессе проведения оценки риска здоровью населения основополагающим шагом является определение сценария воздействия химических поллютантов, т.е. определение главной среды, через которую транспортируются загрязняющие вещества, а также их пути и точки воздействия. Сценарий воздействия идентифицируется согласно концептуальной модели исследуемой территории, которая дается с помощью графического или описательного представления возможных взаимосвязей между источниками загрязнения среды обитания, а также маршрутами воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха как детерминанта ингаляционного риска здоровью населения является общепризнанной. Учитывая это и исходя из концептуальной модели исследуемой территории, был выбран ингаляционный путь воздействия на здоровье человека через возможное загрязнение воздушной среды региона выбросами объектов ТОО «Тенгизшевройл». Иначе говоря, был избран наиболее консервативный путь воздействия, так как предприятие не осуществляет сброс загрязнённых сточных вод на территорию местности или в открытые водоёмы, а также не закачивает стоки в подземные горизонты, связанные с пластами пресных вод и поверхностью земли. Утилизация отходов проводится с соблюдением санитарно-гигиенических требований, что исключает возможность существования других маршрутов воздействия загрязнителей.

Как известно, в почвенный покров вредные вещества могут попадать вследствие осаждения из атмосферного воздуха. Из-за незначительной вероятности вредного воздействия на здоровье человека загрязняющих веществ, содержащихся в почве, по сравнению с аэрогенным поступлением, при проведении оценки рисков здоровью логичным был выбор ингаляционного пути воздействия, остальные маршруты транспортировки расценены как нецелесообразные.

Вместе с тем, существует подход, когда потенциальную опасность для здоровья человека представляют химические вещества, поступающие в организм человека через пищевые продукты из различных загрязненных объектов окружающей среды (воздуха, воды, почвы). В данной ситуации риски от воздействия загрязняющих веществ, поступающих с продуктами питания, исключаются, так как в силу экологических особенностей на территории изучаемого региона выращивание продуктов питания в большом объеме не осуществляется.

Таким образом, в качестве основного экспозиционного сценария (пути воздействия) выбран стандартный для селитебной зоны сценарий, т.е. поступление вредных веществ в организм человека происходит исключительно ингаляционным путём. Окончательный сценарий воздействия для изучаемой территории приведен в таблице 1-1.

Таблица 1-1 – Сценарии воздействия химических веществ на организм человека на изучаемой территории

Среда	Путь поступления		
	ингаляция	перорально	накожно
Атмосферный воздух	+	-	-

В целях оценки реальных уровней экспозиции и риска здоровью населения использованы модели рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе региона, которые позволили выполнить расчеты прогнозируемых среднегодовых и максимальных концентраций и соответственно провести оценку при хроническом и остром воздействии. Оценка риска была основана на расчётах рассеивания загрязняющих веществ, выполненных ТОО «SED».

Расчеты рассеивания выбросов в атмосфере загрязняющих веществ выполнялись на программном комплексе ПК "ЭРА-ГАЗ" v3.0, с модулем «ЭРА-Средние» (ООО НПП «Логос – Плюс», г. Новосибирск, РФ). Программный комплекс согласован с ГГО им. А.И. Воейкова (г. Санкт-Петербург, РФ) и реализует следующие нормативные документы:

–«Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий», утв. Приказом № 100-п;

–«Методика определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли», утв. Приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК от 15 октября 2010 №265.

Методика, утвержденная Приказом № 100-п, предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое атмосферного воздуха над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций вредных веществ. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризовалась наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе «опасными» скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в 1 - 2% случаев.

Методика расчета осредненных за длительный период (сезон, год) концентраций разработана в России ГГО им А.И. Воейкова в качестве приложения к ОНД-86. Для Казахстана существует самостоятельная методика, приведенная в Приложении А методики по СЗЗ.

Основное соотношение для вычисления средних за заданный период времени концентраций имеет следующий общий вид:

$$C(r,\varphi)=\frac{p_1(\varphi)M}{r}\int_0^{\infty}du\int_0^{\infty}d\lambda p_2(u)p_3(\lambda)q(r,u,\varphi,\lambda,H_e) \quad (1)$$

Расшифровка обозначений формулы приводится в Приложении А методики по СЗЗ.

Целью настоящей работы является оценка риска здоровью населения от загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах в атмосферный воздух при эксплуатации объектов ТОО «Тенгизшевройл».

Основные **задачами** работы явились:

- Идентификация опасности от выбросов в атмосферу объектов ТШО и отбор ведущих компонентов загрязнения. Проведение анализа неопределенностей.

- Проведение оценки зависимости «доза (концентрация) - эффект» на основе информации о дозозависимых ответах, полученных в результате эпидемиологических исследований, для установления причинной обусловленности развития вредного эффекта при воздействии выявленных приоритетных веществ.

- Определение ожидаемого количественного поступления приоритетных химических загрязнителей атмосферного воздуха в организм человека для установления и оценки величины, частоты и продолжительности воздействий загрязняющих веществ на основе расчета их максимально разовых и среднегодовых концентраций.

- Характеристика риска с оценкой ожидаемых неблагоприятных эффектов для здоровья населения, как ответ на экспозиционные нагрузки, с анализом их распределения на территории загрязнения, анализом неопределенностей полученных оценок и обоснованием предложений к разработке необходимых управленческих решений, направленных на уменьшение риска, обусловленного загрязнением атмосферного воздуха, превышающего приемлемое значение.

Для уточнения задач исследований необходимо проводить предварительную скрининговую оценку, предусматривающую ускоренную характеристику риска на основе имеющейся информации или полученных в процессе исследований данных. Для скрининговой оценки, как правило, выбирается наиболее консервативный сценарий воздействия, поэтому в данном исследовании, согласно поставленной цели, выбран ингаляционный путь воздействия. Если даже при таком воздействии полученные величины риска не превышают уровни приемлемого риска, проведение расширенных исследований по полной схеме может оказаться нецелесообразным.

1.1 Краткое описание производства

Основными видами производственного процесса объектов ТШО является добыча и реализация углеводородного сырья и серы. Лицензионный участок площадью 2500 км^2 или 1600 квадратных миль включает огромное месторождение Тенгиз и меньшее по размерам, но обладающее значительными запасами Королевское месторождение, а также несколько перспективных участков для ведения разведки.

ТОО «Тенгизшевройл» находится на территории 2 нефтяных месторождений – месторождение Тенгиз и Королевское месторождение.

В настоящее время на территории Тенгизского месторождения пробурено 286 скважин и 1 скважина находится в бурении, из них: 230 добывающих, 25 газонагнетательных, 2 наблюдательные и 30 ликвидированных.

На месторождениях Тенгиз и Королевское конфигурация устьевого оборудования нефтяных скважин идентичная.

Из добываемого сырья ТШО вырабатывает несколько видов конечной продукции. В основном – стабилизированная нефть. Из попутных газов вырабатываются сухой газ (топливный газ) и сжиженные углеводородные газы (пропан и бутан).

В настоящее время при использовании современных технологий производственного комплекса ТШО на Тенгизском и Королевском месторождениях производит из попутного газа следующий перечень готовой продукции:

- товарный сухой газ, содержащий метан-этановую фракцию – по трем основным направлениям сбыта (на реализацию в магистральную систему САЦ, в газопровод Тенгиз-Кульсары на местный рынок, часть товарного газа используется как топливный газ для собственных нужд ТШО):

- пропан европейского качества – на внешний рынок;

- бутан европейского качества – на внешний рынок;

- сера гранулированная из установки 400 (процесс Клауса) -– на внешний рынок.

Нефть месторождения Тенгиз характеризуется как легкая, сернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

В целом, объекты ТОО «Тенгизшевройл» условно разделены на следующие основные группы:

I. *Объекты Основного производства (ОП)*:

- объекты месторождений Тенгиз и Королевское – добыча и транспортировка добываемой продукции, закачка сырого газа (далее – Промысел);
- газоперерабатывающий завод КТЛ – подготовка нефти и газа;
- завод второго поколения (ЗВП) – подготовка нефти и газа;
- внешние объекты – сервисные объекты и объекты жизнеобеспечения ТШО;

II. *Объекты ПБР/ПУУД:*

- объекты Проекта будущего расширения/Проекта управления устьевым давлением (ПБР/ПУУД) – объекты Завода третьего поколения (ЗТП), Системы повышения давления (СПД) и Закачки сырого газа третьего поколения (ЗСГТП), объекты инфраструктуры ПБР;

III. *Объекты подрядных организаций:*

- объекты подрядных организаций ОП, привлеченных ТШО для выполнения отдельных видов работ и услуг (строительные и ремонтные работы, буровые работы, услуги по подготовке буровых растворов, переработке отходов бурения, по монтажу/демонтажу оборудования и др.);
- подрядные организации на объектах ПБР/ПУУД (период строительно-монтажных работ).

На сегодняшний день ТШО работает в режиме первичной добычи, т.е. нефть и газ из скважины сами поступают под давлением, изначально имеющемся в пласте, без необходимости применения насосов. Это дает возможность достичь высокого уровня нефтеотдачи пласта, однако, естественное давление в пласте имеет тенденцию к уменьшению. Для увеличения нефтеотдачи пласта ТШО успешно применяет метод вторичной добычи, такой как закачка сырого газа для частичного восстановления давления в пласте

На объектах ТШО выбросы в атмосферу поступают в основном от сжигания:

- сырого газа на факелах;

- топливного газа в турбинах, печах и котлах, термоокислителях;

- от сжигания дизельного топлива в дизель-генераторах.

Основными продуктами сгорания газа являются: диоксид серы, оксид углерода, оксиды азота.

Ведущими источниками выбросов в атмосферу специфических веществ – сероводорода и меркаптанов – являются факельные установки. Основной объем выбросов этих веществ формируется в результате неполного сгорания УВС. Кроме названных

источников, сероводород и меркаптаны поступают в атмосферу из-за наличия неплотностей технологического оборудования и оборудования системы сбора нефти.

Основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу являются неплотности оборудования.

1.2 Расположение объектов

Тенгизское и Королевское месторождения нефти расположены на северо-восточном побережье Каспийского моря в Западном Казахстане, в пределах Жылыойского района Атырауской области.

Граница областного центра - городской администрации Атырау - расположена на расстоянии в более 350 км к северо-западу от границ промышленной площадки. Из ближайших населенных пунктов посёлок Косшагыл находится в 85 км к северо-востоку от объектов ТШО, а восточнее - поселок Майкомген. В 82 км к юго-востоку от промышленной площадки находится п. Боранкул. Ближайшее расстояние до Каспийского моря составляет 20-25 км. Ранее близко расположенные населенные пункты Каратон, Сарыкамыс, ферма Кенарал и зимовки были переселены подальше от границ Тенгизского нефтегазового комплекса. Это было выполнено в рамках Проекта ЗВП.

По территории района месторождения проходят: магистральный газопровод Средняя Азия-Центр (САЦ), а также нефтепроводы Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК) и Узень-Кульсары-Атырау-Самара.

Вблизи месторождения имеется аэропорт местных воздушных линий Тенгиз.

ЗТП и система повышения давления (СПД) расположены примерно в 4 км к югу от КТЛ и ЗВП на западной стороне участка центрального промыслового манифольда (ЦПМ) и главного манифольда (ГМ), в северо-западной части месторождения, в 1,9 км от эксплуатационно-промышленной зоны (ЭПЗ).

Объекты закачки сырого газа ПБП (ЗСГТП) расположены в центре месторождения Тенгиз, юго-западнее существующей площадки ЗСГ и не ближе 2 км от устьевого оборудования скважин и других технологических объектов месторождения.

Новая система сбора основана на незамкнутой кольцевой магистрали (в форме подковы), западное и восточное крылья которой будут аналогичны существующей СССП. В проекте предусматривается девять групп площадок кустов скважин (ГПКС). Часть ГПКС (51, 52, 53, 54, 55) расположена в западной части месторождения, а другая часть ГПКС (41, 42, 43, 44) расположена в восточной части месторождения. Каждая ГПКС включает в себя до пяти площадок кустов скважин, продукция от которых направляется на замерную установку ЗУ-51/52/53/54 и ЗУ-41/42/43/44, предназначенную для такой ГПКС.

1.3 Климат

Характеристика климатических условий района размещения новых объектов ТШО дана согласно информации из официальных источников государственной гидрометеорологической службы РГП «Казгидромет».

Объекты ТШО расположены практически в центральной области обширного Евразийского материка, на значительном удалении от Атлантического океана – поставщика влажных воздушных масс на материк, на территорию пустынной климатической зоны. Местный климат резко континентальный, с относительно холодной зимой (до – 32-360С.) и чрезвычайно жарким летом (температура воздуха в самые жаркие дни составляет +39-42^{0}С.).

Анализ хода среднемесячной температуры воздуха, показывает, что самыми холодными месяцами являются январь-февраль, а самым жарким – июль.

Ветровой режим и состояние подстилающей поверхности определяют число дней с пыльной бурей. В анализируемом районе число дней с пыльными бурями невелико – 13 дней за год. Наиболее часты пыльные бури весной, в марте – апреле их повторяемость достигает 2-3 дня за месяц.

Роза среднегодовой повторяемости направлений ветра по данным наблюдений в Жылыойском районе представлена на рисунке 1.3-1.

В среднем за год преобладающим направляем ветра является восточное, при этом ветер с наиболее высокими скоростями следует ожидать помимо восточного, также с западного и юго-западного направлений.

Согласно районированию территории Республики Казахстан по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) территория ТШО находится в III-ей зоне ПЗА.

III зона - зона повышенного потенциала загрязнения атмосферного воздуха характеризуется высокой естественной запыленностью, низкой вымывающей способностью осадков. В тоже время, особенностью здешнего климата является активная ветровая деятельность, как на высоте, так и в приземном слое атмосферного воздуха, препятствующая появлению негативных явлений, таких как штили и температурные инверсии, что способствует рассеиванию загрязняющих веществ в воздушном бассейне региона.

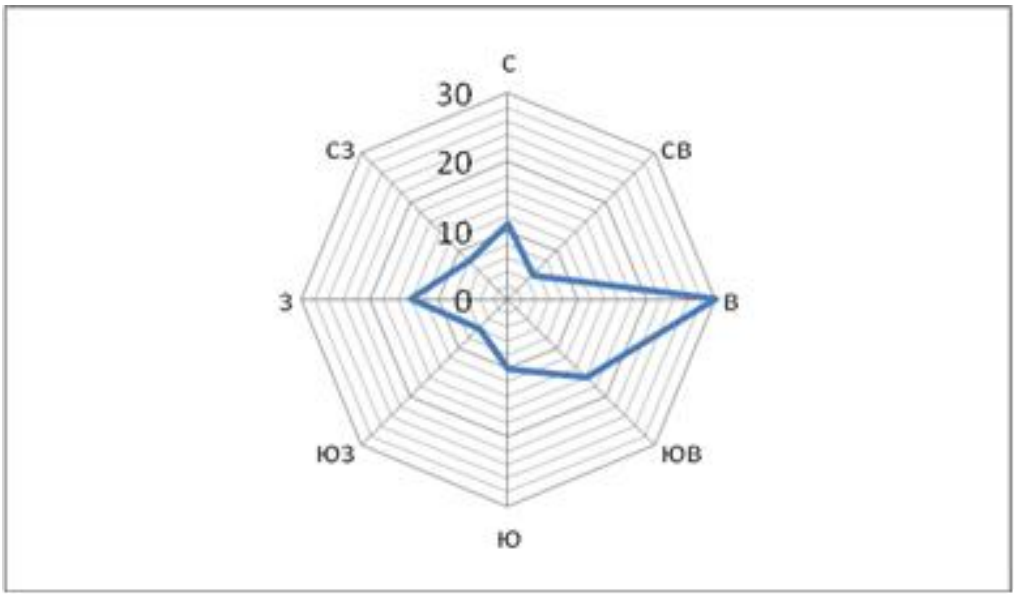


Рисунок 1.3-1 – Среднегодовая повторяемость (%) направлений ветра

Среднегодовой объем осадков, наблюдающихся в г. Атырау, в среднем составляет около 200 мм. Среднее годовое количество осадков вблизи Тенгизского месторождения составляет 150 – 160 мм. Менее интенсивные осадки выпадают в зимний период и первой половине весны, что связано с распространением азиатского антициклона. В годовом объеме выпадающих в Атырауской области осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха.

Таким образом, анализ климатических условий территории производственной деятельности объектов ТШО характеризуется активной ветровой деятельностью, что обуславливает хорошую продуваемость приземного слоя. В этой связи районы проведения работ (объекты ПБР/ПУУД) имеют благоприятные условия для самоочищения атмосферы от промышленных выбросов.

2 Идентификация объектов для проведения оценки риска

При идентификации объектов для проведения дальнейших шагов по оценке риска здоровью населения была проанализирована информация о географическом положении объектов ТШО,

По данным наблюдений, проводимых метеостанцией филиала РГП «Казгидромет», в Жылыойском районе Атырауской области среднегодовая роза ветров (представлена на рисунке 1.3-1) имеет выраженное восточное направление, поэтому предполагаемое распространение выбросов ожидаемо в западном направлении. С западной стороны от объектов ТШО располагается Каспийское море. Таким образом, направление ветра в сторону населённых мест не рассматривается.

В рамках работ по ОВОС целесообразно проводить прогнозную оценку риска здоровью населения от эксплуатации планируемого промышленного объекта. В данном случае используемая методика оценки риска здоровью человека является аналитическим инструментом для определения прогнозной ситуации по состоянию здоровья жителей близлежащих населенных мест исследуемого региона. При этом устанавливаются вероятности развития неблагоприятных последствий для здоровья жителей или здоровья будущих поколений, обусловленные воздействием исследуемого фактора [5]. В связи со сказанным для проведения оценки риска здоровью были отобраны близлежащие к объектам ТШО населенные пункты Жылыойского района Атырауской области (Таблица 2-1). Вахтовые посёлки, которые наиболее близко расположены к производственным объектам, не рассматривались, так как при выполнении работ по оценке риска здоровью человека население, проживающее на изучаемой территории временно, не берется из-за неполного учета временной экспозиции загрязняющих веществ на рабочем месте, в пути и в домашних условиях.

Для проведения работ по оценке риска здоровью были выбраны следующие населенные пункты – г.Кульсары, поселки Косчагыл, Майкомген, Жана Каратон и Борангул, относительно близко расположенные к промышленным объектам ТШО.

Таблица 2-1 – Ближайшие населенные пункты

Населенный пункт	Расстояние от крайних источников (км)
Косчагыл	69,115
Майкомген	61,6
Жана Каратон	79,1
г. Кульсары	83,9
Борангул	67,2

2.1 Идентификация опасности для здоровья населения от компонентов выбросов в атмосферу

С целью выявления приоритетных химических веществ в зоне влияния производственной деятельности объектов ТШО в ходе работ по идентификации опасности был проведен расширенный анализ химических составляющих в выбросах из источников загрязнения атмосферного воздуха.

Основной задачей при идентификации опасности явилось выявление специфических химических веществ, которые способны оказывать неблагоприятное воздействие на

здоровье местного населения. На данном этапе оценки риска, в первую очередь, отбираются токсичные соединения, представляющие наибольшую угрозу для здоровья человека.

В процессе проведения идентификации опасности предусмотрены:

- идентификация всех выбрасываемых от объектов ТШО в воздушную среду загрязняющих веществ;
- обоснование выбора приоритетных химических соединений для последующей количественной оценки экспозиции и характеристики рисков здоровью;
- установление вредных эффектов, вызванных приоритетными загрязнителями, при рассматриваемых маршрутах и сценариях воздействия (включая приоритетные загрязненные среды и пути поступления химических веществ в организм человека).

При выборе приоритетных вредных веществ учитывались все первоначально включенные и в последующем исключенные из списка химические соединения, с использованием соответствующих общепринятых критериев, применяемых в методологии оценки риска [2 и 3]. Исключение химических соединений из перечня анализируемых веществ осуществлено согласно следующим критериям:

- отсутствие достоверных данных о биологическом действии вещества при невозможности ориентировочного прогноза показателей токсичности и опасности для организма человека;
- низкий удельный вес выбросов (т/год) при высокой референтной концентрации или ее отсутствии;
- отсутствие выраженных токсических свойств и подозрений в отношении канцерогенности для человека:
- концентрации загрязнителей явно ниже референтных (безопасных) уровней воздействий - величина коэффициента опасности (HQ) меньше 0,1; канцерогенный риск меньше одного случая на миллион жителей (1×10^{-6}); при условии, что при комбинированном воздействии совместно с другими веществами, обладающими однонаправленным действием, исключение данного соединения не приведет к существенному снижению суммарного риска [2 и 3].

Ведущими критериями при выборе приоритетных (индикаторных) загрязняющих веществ являются их токсические свойства, распространенность в окружающей среде и вероятность их воздействия на человека: количество вещества, поступающего в окружающую среду; высокая стойкость (персистентность); способность к биоаккумуляции; опасность для здоровья человека, т.е. способность вызывать негативные эффекты в организме (необратимые, отдаленные, обладающие высокой медико-социальной значимостью); численность населения, потенциально подверженного вредному воздействию.

Таким образом, идентификация опасности предусматривает:

1. выявление потенциально вредных для организма человека факторов;
2. предварительную формулировку сценария и маршрутов воздействия потенциально вредных факторов;
3. характеристику опасности потенциально вредных факторов (наличие и надежность данных о канцерогенных и неканцерогенных эффектах, референтных (безопасных) уровнях воздействия, факторах канцерогенного потенциала и др.);
4. отбор наиболее значимых для дальнейшего исследования химических веществ.

В завершении этапа идентификации опасности определяется окончательный перечень ведущих источников загрязнения и приоритетных вредных веществ, подлежащих последующему углубленному анализу.

2.2 Количественная и качественная характеристика выбросов в атмосферный воздух от объектов ТШО

На этапе идентификации опасности, с целью выявления приоритетных химических веществ в зоне влияния выбросов от объектов ТШО, был проведен детальный анализ информации о химических компонентах, выбрасываемых в воздушную среду региона (идентификация опасности). В целом для идентификации опасности был представлен список из 105 загрязняющих атмосферный воздух веществ.

Полный перечень загрязняющих веществ в составе выбросов от объектов ТШО, представлен в материалах по оценке воздействия на окружающую среду.

Суммарные валовые выбросы большинства рассматриваемых веществ были низкими и не представляли практического интереса для последующего анализа, в связи с чем на этапе идентификации опасности проведено ранжирование химических веществ с учетом объема валовых выбросов.

Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в воздушную среду региона, проводилось по долевому вкладу в суммарный выброс (%), результаты которого представлены в таблице 2.2-1.

Таблица 2.2-1 – Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу объектами ТШО

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	2	3	4
1	[0337] Углерод оксид (584)	40638,747	43,65198%
2	[0330] Сера диоксид (516)	20305,271	21,81084%
3	[0301] Азота диоксид (4)	14135,927	15,18406%
4	[2754] Углеводороды пр. С12-С19 (10)	5531,9812	5,94216%
5	[0415] Углеводороды пр. С1-С5 (1502*)	3046,1828	3,27205%
6	[0410] Метан (727*)	2507,3282	2,69324%
7	[0304] Азота оксид (6)	2310,1929	2,48149%
8	[0416] Углеводороды пр. С6-С10 (1503*)	1430,9604	1,53706%
9	[2908] Пыль неорг., SiO2: 70-20 % (494)	1102,3897	1,18413%
10	[0328] Сажа (583)	739,07583	0,79388%
11	[0333] Сероводород (518)	217,92615	0,23408%
12	[0616] Ксилол (322)	137,21046	0,14738%
13	[0331] Сера элементарная (1125*)	115,66694	0,12424%
14	[2902] Взвешенные частицы (116)	111,45107	0,11971%
15	[0621] Толуол (558)	110,37165	0,11856%
16	[1325] Формальдегид (609)	92,684705	0,09956%
17	[1052] Метанол (338)	82,197312	0,08829%
18	[1210] Бутилацетат (110)	72,555624	0,07794%
19	[2790] Ингибитор коррозии "Нефтехим-1" (607*)	70,668966	0,07591%
20	[1078] Этиленгликоль (1444*)	50,716322	0,05448%
21	[2752] Уайт-спирит (1294*)	45,652135	0,04904%
22	[1401] Ацетон (470)	30,970889	0,03327%
23	[1880] Диэтаноламин (367*)	30,836086	0,03312%

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	2	3	4
24	[2907] Пыль неорг., SiO2: более 70 % (493)	28,302374	0,03040%
25	[0303] Аммиак (32)	23,890839	0,02566%
26	[2735] Масло минеральное нефтяное (716*)	17,058403	0,01832%
27	[0123] Железа оксид (274)	13,461152	0,01446%
28	[1042] Бутиловый спирт (102)	12,074005	0,01297%
29	[2750] Сольвент нафта (1149*)	11,135288	0,01196%
30	[2909] Пыль неорг., SiO2: менее 20 % (495)	9,9598	0,01070%
31	[0602] Бензол (64)	8,0229698	0,00862%
32	[1061] Этиловый спирт (667)	7,4507232	0,00800%
33	[1706] Диметилдисульфид (217)	6,6741673	0,00717%
34	[0627] Этилбензол (675)	4,7959696	0,00515%
35	[1852] Моноэтаноламин (29)	4,4411624	0,00477%
36	[0108] Барий сульфат (113*)	4,2642845	0,00458%
37	[2936] Пыль древесная (1039*)	3,3326654	0,00358%
38	[3401] Метилдиэтаноламин (368*)	2,8993002	0,00311%
39	[1555] Уксусная кислота (586)	2,7914028	0,00300%
40	[2704] Бензин (60)	1,7865134	0,00192%
41	[1119] Этилцеллозольв (1497*)	1,7509894	0,00188%
42	[1334] 3-Фенилпропеналь (1311*)	1,4428	0,00155%
43	[0626] 1,2,4-Триметилбензол (569)	1,4180684	0,00152%
44	[2930] Пыль абразивная (1027*)	1,3741215	0,00148%
45	[0316] Соляная кислота (163)	1,1506214	0,00124%
46	[1240] Этилацетат (674)	1,0306183	0,00111%
47	[0322] Серная кислота (517)	0,9942689	0,00107%
48	[0150] Натрий гидроксид (876*)	0,8513028	0,00091%
49	[0708] Нафталин (416)	0,7698	0,00083%
50	[1720] Пропилмеркаптан (471)	0,7404032	0,00080%
51	[1715] Метилмеркаптан (339)	0,7221823	0,00078%
52	[1051] Изопропиловый спирт (469)	0,6184	0,00066%
53	[1702] Бутилмеркаптан (103)	0,5921054	0,00064%
54	[2732] Керосин (654*)	0,5795278	0,00062%
55	[0143] Марганец и его соединения (327)	0,5734845	0,00062%
56	[0938] 1,1,1,2-Тетрафторэтан (1203*)	0,401	0,00043%
57	[0370] Углерода сероокись (1295*)	0,3738638	0,00040%
58	[1728] Этилмеркаптан (668)	0,2885855	0,00031%
59	[3152] Натрия бисульфит (878*)	0,2775	0,00030%
60	[1605] Диэтиленамидоксид (870*)	0,2453501	0,00026%
61	[1870] Циклогексиламин (66*)	0,2453501	0,00026%
62	[0344] Фториды неорганические (615)	0,2303031	0,00025%
63	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	0,2276694	0,00024%
64	[0623] 1,3,5-Триметилбензол (1238*)	0,2042195	0,00022%

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	2	3	4
65	[1523] N,N-Диметилформамид (232)	0,16079	0,00017%
66	[0342] Фтористый водород (617)	0,1435081	0,00015%
67	[0154] Натрий гипохлорид (879*)	0,091935	0,00010%
68	[0302] Азотная кислота (5)	0,0687109	0,00007%
69	[0164] Никель оксид (420)	0,049116	0,00005%
70	[1328] Пентандиаль (941*)	0,0437825	0,00005%
71	[2868] Эмульсол (1435*)	0,0264305	0,00003%
72	[0101] Алюминий оксид (20)	0,0257234	0,00003%
73	[0348] Ортофосфорная кислота (938*)	0,0235586	0,00003%
74	[0906] Углерод тетрахлорид (546)	0,0158	0,00002%
75	[1317] Ацетальдегид (44)	0,015312	0,00002%
76	[0402] Бутан (99)	0,014918	0,00002%
77	[0703] Бенз/а/пирен (54)	0,0095016	0,00001%
78	[2715] Ингибитор коррозии ВНХ-1 (595*)	0,0058213	0,00001%
79	[1077] Циклогексанол (653)	0,0058	0,00001%
80	[0859] Дифторхлорметан (247)	0,005	0,00001%
81	[0326] Озон (435)	0,0044862	0,00000%
82	[1023] Диэтиленгликоль (436)	0,002501	0,00000%
83	[0203] Хром шестивалентный (647)	0,0023144	0,00000%
84	[2301] Гидрохинон (359*)	0,00224	0,00000%
85	[0146] Медь (II) оксид (329)	0,0020441	0,00000%
86	[0412] Изобутан (279)	0,0018	0,00000%
87	[2817] Диспергатор НФ (476*)	0,0015054	0,00000%
88	[0334] Сероуглерод (519)	0,0013504	0,00000%
89	[0827] Этиленхлорид (646)	0,0012376	0,00000%
90	[0287] Цинк карбонат /в пересчете на цинк/ (661)	0,0011478	0,00000%
91	[3227] Полиэтиленгликоли (990*)	0,0010038	0,00000%
92	[3107] Стронций, растворимые соединения (1155*)	0,0008608	0,00000%
93	[1716] Смесь природных меркаптанов (526)	0,0001741	0,00000%
94	[0207] Цинк оксид (662)	0,000154	0,00000%
95	[0184] Свинец (513)	7,963E-05	0,00000%
96	[3123] Кальция хлорид (638*)	0,00004	0,00000%
97	[0163] Никель металлический (419)	0,0000396	0,00000%
98	[0128] Кальций оксид (635*)	0,000025	0,00000%
99	[0113] Вольфрам триоксид (124)	1,904E-05	0,00000%
100	[0406] Полиэтен (989*)	1,36E-05	0,00000%
101	[1707] Диметилсульфид (227)	9,356E-06	0,00000%
102	[0168] Олово (II) оксид (446)	0,0000056	0,00000%
103	[0158] Натрия сульфат (411)	0,0000024	0,00000%

№ ранга	Наименование загрязняющего вещества	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
1	2	3	4
104	[2862] Бромистые соли N-алкилпиридиния (174*)	0,000002	0,00000%
105	[2921] Пыль поливинилхлорида (1066*)	2,874E-07	0,00000%
	ВСЕГО:	93097,136	100%

Из общего объема валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух 43,65 % приходится на углерода оксид; 21,81 % – на серы диоксид; 15,18 % – на азота (IV) оксид; 5,94% – на смесь предельных углеводородов С1-С5; 3,2% - на смесь предельных углеводородов С12-С19; 2,693 - на метан; 2,48 - азота оксид. Согласно Информационному письму № И/109-111 РФ от 07.08.97 [5], одним из принятых для рассмотрения критериев при определении списка приоритетных веществ, содержащихся в окружающей среде, с учетом их влияния на здоровье человека, является суммарный выброс основных веществ, составляющий не менее 90% от всего объема выбросов в атмосферу.

На вышеуказанные 8 загрязняющих веществ как раз и приходится более 90% (95%) от общего суммарного выброса, что видно из данных таблицы 2.2-1. Удельный вес выбросов остальных поллютантов в сумме составил менее 4%.

С учетом указанных фактов определен предварительный список приоритетных загрязняющих веществ для проведения анализа на последующих этапах оценки рисков здоровью населения, проживающего в регионе размещения объектов ТШО.

Однако, окончательное суждение о приоритетности отобранных веществ проводится после предварительного расчета прогнозируемых уровней загрязнения с использованием моделирования рассеивания компонентов выбросов.

В списке выбрасываемых в атмосферный воздух веществ (таблица 2.2-2) присутствуют:

- 5 чрезвычайно опасных веществ (класс 1) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76;
- 19 высокоопасных веществ (класс 2);
- 26 умеренно опасных веществ (класс 3);
- 17 малоопасных веществ (класс 4);
- 38 веществ с неустановленным классом опасности.

Таблица 2.2-2 – Выбросы загрязняющих веществ по классам опасности

Количество выбрасываемых веществ	Класс опасности	Выброс	
		т/год	%
1	2	3	4
5	1	0,01762	0,0%
19	2	14463,835	15,5%
26	3	24972,033	26,8%
17	4	46316,605	49,8%
38	ОБУВ	7344,645	7,9%
Всего: 105	**Всего:**	93097,136	100%

Как видно из данных таблицы 2.2-2, наибольший удельный вес выбросов в атмосферный воздух от источников загрязнения ТШО приходится на умеренно и

малоопасные вещества (3 и 4 классы опасности). На долю чрезвычайно опасных выбросов приходится 0,00% и высокоопасных – 15,5%.

При решения конкретных задач по оценке риска здоровью на этапе идентификации опасности дополнительно проанализирована информация о показателях опасности для организма человека от канцерогенного и неканцерогенного эффектов, вызываемых химическими веществами.

2.3 Анализ информации о показателях опасности канцерогенного действия химических веществ

Анализ информации о показателях опасности химических канцерогенов основан на установлении степени доказанности канцерогенности исследуемого вещества для человека. При установлении степени доказанности канцерогенной способности обобщались российские и базы данных из дальнего зарубежья. Основными источниками сведений о наличии у исследуемого вещества канцерогенных свойств для человека являлись:

- СанПиН 1.2.2353-08 «Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности»;
- материалы Агентства США по охране окружающей среды (U.S.EPA) (http://www.epa.gov);
- базы данных Международного агентства по изучению рака (МАИР) (http://www.iarc.fr).

В качестве потенциальных химических канцерогенов на данном этапе рассматривались 11 веществ, относящихся к группам 1, 2А, 2В по классификации МАИР, и А, В1, В2, D - по классификации U.S.EPA.

Далее были установлены факторы канцерогенного потенциала при ингаляционном (SFi) воздействии.

Обобщенные данные о наличии канцерогенных эффектов у исследуемых веществ представлены в таблице 2.3-1.

Таблица 2.3-1 – Сведения о показателях опасности развития канцерогенных эффектов

Вещество	CAS	Классификация			SFI
		МАИР	U.S.EPA	Россия	
1	2	3	4	5	6
1.[0203] Хром шестивалентный (647)	18540-29-9	1	A	+	42,0
2.[0328] Сажа (583)	1333-86-4	1		+	0,0155
3.[0163] Никель металлический (419)	7440-02-0	2B	A	+	0,91
4.[0703] Бенз/а/пирен (54)	50-32-8	2A	B2	+	3,9
5.[0906] Углерод тетрахлорид (546)	56-23-5	2B	B2	-	0,053
6.[1325] Формальдегид (609)	50-00-0	2A	B1	+	0,046
7.[0602] Бензол (64)	71-43-2	1	A	+	0,027
8[0827] Этиленхлорид (646)	75-01-4	1	A	+	0,0308
9.[2301] Гидрохинон (359*)	123-31-9	3	C	-	0,056
10.[1317] Ацетальдегид (44)	75-07-0	2B	B2	-	0,0077
11.[0184] Свинец (513)	7439-92-1	2B	B2	+	0,042

12.[0627] Этилбензол (675)	100-41-4	2B	D	-	0,00385

Примечание: Россия - СанПиН 1.2.2353-08 «Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности»;МАИР – база данных Международного агентства по изучению рака; U.S.EPA – база данных Агентства по охране окружающей среды США.

Согласно СанПиН 1.2.2353-08 «Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности», к канцерогенам относятся хром (VI) оксид, сажа, никель, бенз(а)пирен, бензол, формальдегид, этиленхлорид и свинец.

В соответствии с классификацией Международного агентства по изучению рака (МАИР) сажа, бензол, этиленхрорид и хрома (VI) оксид относятся к 1 классу опасности (вещества, имеющие достаточные доказательства канцерогенного потенциала для человека); бенз/а/пирен и формальдегид – к классу 2А (вероятные канцерогены для человека); уксусный альдегид, бензин, углерод тетрахлорид и этилбензол – к классу 2В (возможные канцерогены для человека).

В соответствии с классификацией Агентства по охране окружающей среды США (U.S.EPA) сажа не относится к канцерогенам; бензол, хрома (VI) оксид, никель, этиленхлорид относятся к веществам, канцерогенным для человека (группа А); формальдегид относится к группе канцерогенов с ограниченной доказанностью для человека (группа В1); уксусный альдегид, бенз(а)пирен, бензин, углерод тетрахлорид и свинец - канцерогены с недостаточной доказанностью для человека и достаточной для животных (группа В2); этилбензол - вещество, канцерогенное для лабораторных животных (D).

Таким образом, в базах данных исследуемые канцерогенные вещества имеют не совпадающие оценки по степени канцерогенности. В качестве потенциальных химических канцерогенов при оценке риска принимались вещества, относящиеся к группам 1 и 2А по классификации МАИР и (или) к группам А и В1 по классификации U.S.EPA. из представленного перечня веществ оценка канцерогенного риска возможна для 6 (хром (VI) оксид, бенз/а/пирен, сажа, бензол, этиленхлорид и формальдегид) из 12 веществ, классифицируемых как канцерогены, согласно той или иной классификации.

2.4 Анализ информации о показателях неканцерогенной опасности химических веществ

При проведении оценки риска развития неканцерогенных эффектов, как правило, используются референтные уровни воздействия (референтные дозы и концентрации) химических веществ. В этой связи, для оценки неканцерогенных эффектов на этапе идентификации опасности проводился анализ наличия данных о референтных концентрациях при острых и хронических воздействиях химических веществ на организм человека.

Референтная концентрация – суточное воздействие химического вещества в течение всей жизни, которое устанавливается с учетом всех имеющихся на сегодняшний день современных данных и, вероятно, не приводит к возникновению неприемлемого риска для здоровья чувствительных групп населения. Считается, что чем больше воздействующая доза или концентрация превосходит референтную, тем выше вероятность появления вредных ответов.

Одновременно были определены критические органы, системы и эффекты, которые соответствуют установленным референтным концентрациям вредных веществ.

Информация о параметрах опасности развития неканцерогенных эффектов для веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух региона расположения объектов ТШО, обобщена в сводной таблице 2.4-1.

Из всего первоначально представленного списка из 105 веществ, в данную сводную таблицу вошли 65 вещества, соответствующие необходимым параметрам для

дальнейшего анализа и характеристики риска. Остальные 32 вещества не были включены, так как они не обладали необходимыми параметрами оценки риска.

Таблица 2.4-1 – Сведения о параметрах опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии

Вещества	CAS	ARfC, мг/м^3	Критические органы и системы
1	2	3	4
1.Никеля оксид	1313-99-1	0,003	органы дыхания, кровь
2.Сероводород	04.06.7783	0,1	органы дыхания
3.Серная кислота	7664-93-9	0,1	органы дыхания
4.Этилмеркаптан	75-08-1	0,1	органы дыхания
5.Формальдегид	50-00-0	0,048	органы дыхания, глаза
6.Натрий гидроксид (876*)	1310-73-2	0,005	органы дыхания, глаза
7.Ортофосфорная кислота (938*)	7664-38-2	0,2	органы дыхания
8.Ацетальдегид (44)	75-07-0	0,115	глаза, слизистые
9.Азота диоксид (4)	10102-44-0	0,47	органы дыхания
10.Сера диоксид (516)	7446-09-5	0,66	органы дыхания
11.Азота оксид (6)	10102-43-9	0,72	органы дыхания
12.Ксилол (322)	1330-20-7	4,3	ЦНС, органы дыхания, глаза
13.Взвешенные частицы (116)		0,3	органы дыхания, системные заболевания
14.Аммиак (32)	7664-41-7	3,0	органы дыхания, глаза
15.Азотная кислота (5)	7697-37-2	0,09	органы дыхания
16.Соляная кислота (163)	7647-01-0	2,1	органы дыхания
17.Озон (435)	10028-15-6	0,18	органы дыхания
18.Фтористый водород (617)	7664-39-3	0,25	органы дыхания
19.Бензол (64)	71-43-2	0,15	иммунная система, развитие, репродуктивная система
20.Этиленхлорид (646)	75-01-4	1,3	развитие
21.Углерод тетрахлорид (546)	56-23-5	1,3	печень, репродуктивная система, развитие
22.Этиленгликоль (1444*)	107-21-1	1,3	почки
23.Толуол (558)	108-88-3	3,8	ЦНС, глаза, органы дыхания
24.Метанол (338)	67-56-1	30,0	ЦНС
25.Ацетон (470)	67-64-1	62,0	ЦНС
26.Изопропиловый спирт (469)	67-63-0		органы дыхания
27.Этиловый спирт (667)	64-17-5		ЦНС
28.Этилацетат (674)	141-78-6		

Таблица 2.4-1 – Сведения о параметрах опасности развития неканцерогенных эффектов при хроническом воздействии

Вещества	CAS	RfC, мг/м^3	Критические органы и системы
1	2	3	4
1. Марганец и его соединения (327)	7439-96-5	0,00005	ЦНС, нервная система, органы дыхания
2. Медь (II) оксид (329)	1317-38-0	0,00002	органы дыхания, системные

Вещества	CAS	RfC, мг/м^3	Критические органы и системы
1	2	3	4
			заболевания
3. Никель оксид (420)	1313-99-1	0,00002	органы дыхания, кровь
4.Циклогексанол (653)	108-93-0	0,00002	мышечная система
5. Пентандиаль (941*)	111-30-8	0,0001	органы дыхания
6. Свинец (513)	7439-92-1	0,00015	ЦНС, кровь, развитие, репродуктивная система, гормональная система, почки
7. Никель металлический (419)	7440-02-0	0,0001	органы дыхания, кровь, иммунная система, ЦНС
8. Бенз/а/пирен (54)	50-32-8	1E-06	иммунная система, развитие
9.Хром шестивалентный (647)	18540-29-9	0,0001	органы дыхания
10. Сероводород (518)	7783-06-4	0,001	органы дыхания
11.Барий сульфат (113*)	7727-43-7	0,0005	репродуктивная система, сердечно-сосудистая система
12.Серная кислота (517)	7664-93-9	0,001	органы дыхания
13. Метилмеркаптан (339)	74-93-1	0,001	органы дыхания, ЦНС
14. Этилмеркаптан (668)	75-08-1	0,001	органы дыхания
15. Масло минеральное нефтяное (716*)	8012-95-1	0,012	органы дыхания, печень, почки
16.Пыль неорг., SiO2: более 70 % (493)		0,003	органы дыхания
17. Формальдегид (609)	50-00-0	0,003	органы дыхания, глаза, иммунная система
18.Алюминий оксид (20)	1344-28-1	0,005	органы дыхания, масса тела
19. Натрий гидроксид (876*)	1310-73-2	0,002	органы дыхания, глаза
20. Фториды неорганические (615)	7784-18-1	0,014	костная система, органы дыхания
21.Ортофосфорная кислота (938*)	7664-38-2	0,01	органы дыхания
22. 1,3,5-Триметилбензол (1238*)	108-67-8	0,006	кровь, органы дыхания, ЦНС
23.1,2,4-Триметилбензол (569)	95-63-6	0,006	почки, биохимическое воздействие, ЦНС, кровь, органы дыхания
24. Нафталин (416)	91-20-3	0,003	органы дыхания
25. Керосин (654*)	8008-20-6	0,01	печень
26.Ацетальдегид (44)	75-07-0	0,009	органы дыхания
27.Азота диоксид (4)	10102-44-0	0,04	органы дыхания, кровь
28.Сера диоксид (516)	7446-09-5	0,08	органы дыхания, смертность
29. Азота оксид (6)	10102-43-9	0,06	органы дыхания, кровь
30. Пыль неорг., SiO2: 70-20 % (494)		0,1	иммунная система, органы дыхания
31.Ксилол (322)	1330-20-7	0,1	ЦНС, органы дыхания, почки, печень
32.Взвешенные частицы (116)		0,075	органы дыхания, смертность
33. Сажа (583)	1333-86-4	0,05	органы дыхания, системные

Вещества	CAS	RfC, мг/м^3	Критические органы и системы
1	2	3	4
			заболевания, зубы
34. Аммиак (32)	7664-41-7	0,1	органы дыхания
35. Бутиловый спирт (102)	71-36-3	2,06	ЦНС
36.Бутилацетат (110)	123-86-4	0,4	органы дыхания
37.Диэтаноламин (367*)	111-42-2	0,02	сердечно-сосудистая система, нервная система
38. Аммиак (32)	7664-41-7	0,1	органы дыхания
39. Цинк оксид (662)	1314-13-2	0,035	сердечно-сосудистая система, кровь, органы дыхания
40.Азотная кислота (5)	7697-37-2	0,04	органы дыхания
41. Соляная кислота (163)	7647-01-0	0,02	органы дыхания
42. Озон (435)	10028-15-6	0,03	органы дыхания
43. Фтористый водород (617)	7664-39-3	0,03	костная система, органы дыхания
44.Пыль неорг., SiO2: менее 20 % (495)		0,05	органы дыхания
45. Кальций карбонат (Мел) (306)	471-34-1	0	
46.Бензол (64)	71-43-2	0,03	развитие, кровь, красный костный мозг, ЦНС, иммунная система, сердечно-сосудистая система, репродуктивная система
47. Этиленхлорид (646)	75-01-4	0,1	развитие, печень, почки, ЦНС
48. Гидрохинон (359*)	123-31-9	0,14	
49. Углерод тетрахлорид (546)	56-23-5	0,04	печень, развитие, ЦНС, почки
50. Этиленгликоль (1444*)	107-21-1	0,4	органы дыхания, почки, развитие
51. Уайт-спирит (1294*)	8052-41-3	1	ЦНС
52. Сероуглерод (519)	75-15-0	0,7	ЦНС, развитие
53. Углерода сероокись (1295*)	463-58-1	0,3	развитие, сердечно-сосудистая система
54. Бутан (99)	106-97-8	0,62	системные заболевания, органы дыхания
55. Этиленгликоль (1444*)	107-21-1	0,4	органы дыхания, почки, развитие
56. Этилцеллозоль (1497*)	110-80-5	0,2	репродуктивная система, кровь, развитие
57.Уксусная кислота (586)	64-19-7	0,25	
58. Этилбензол (675)	100-41-4	1	развитие, печень, почки, гормональная система
59. Углерод оксид (584)	630-08-0	3	кровь, сердечно-сосудистая система, развитие, ЦНС
60. Толуол (558)	108-88-3	5	ЦНС, развитие, органы дыхания
61. Метанол (338)	67-56-1	4	развитие
62. Ацетон (470)	67-64-1	31,2	печень, почки, кровь, ЦНС

Вещества	CAS	RfC, мг/м^3	Критические органы и системы
1	2	3	4
63. Дифторхлорметан (247)	75-45-6	50	почки, надпочечники, гипофиз, развитие
64. 1,1,1,2-Тетрафторэтан (1203*)	811-97-2	80	репродуктивная система
65. Изопропиловый спирт (469)	67-63-0	7	печень, почки, развитие
66. Этиловый спирт (667)	64-17-5	100	ЦНС, органы дыхания
67. Этилацетат (674)	141-78-6	3,2	органы дыхания, системные заболевания, ЦНС
68. Бензин (60)	8032-32-4	3,5	ЦНС, глаза, органы дыхания, печень, почки

Референтные концентрации для хронического ингаляционного воздействия установлены в отношении 68 загрязняющих веществ, а у 25 веществ имелись референтные концентрации при остром воздействии. Параметры оценки неканцерогенного риска уточнялись при помощи анализа постоянно обновляемой базы данных IRIS (Integrated Risk Information System).

Кроме того, на этапе идентификации опасности вещества следует группировать согласно их вредным эффектам и (или) направленности воздействия на критические органы и системы.

Из представленного списка веществ неканцерогенные нарушения здоровья возможны со стороны следующих органов и систем:

- органы дыхания – 42 вещества (акролеин, хром (VI) оксид, никель оксид, медь (II) оксид, сероводород, этилмеркаптан, метилмеркаптан, серная кислота, сера диоксид, азота (IV) оксид, азот (II) оксид, пыль древесная, пыль неорганическая: 70-20% SiO2, сажа, взвешенные вещества, ксилол, масло минеральное нефтяное, бензин, формальдегид, ацетальдегид фтористые газообразные соединения, озон, кремния диоксид аморфный, соляная кислота, аммиак азотная кислота, толуол, уксусная кислота, бензальдегид, бутилацетат, этиленгликоль, гексан, бутан, фенол, этанол, пропан-2-ол, нафталин,1,2,4-Триметилбензол, ортофосфорная кислота, фториды неорганические плохо растворимые, натрий гидроксид, алюминий оксид, этилацетат, этиловый спирт и бензин);

- центральная нервная система – 17 веществ (свинец и его соединения, марганец и его соединения, сероуглерод, бензол, ксилол, толуол, 1,3,5-Триметилбензол, триметилбензол, углерода тетрахлорид, спирт бутиловый, метиловый спирт, этиловый спирт, этилацетат , ацетон, метилмеркаптан, бензин, уайт-спирит;

- сердечно-сосудистая система – 5 веществ (бария сульфат, углерода оксид, углерода сероокись, бензол, диэтаноламин).

- система крови – 13 веществ (никеля оксид, свинец и его соединения, оксид цинка, азота оксид, углерод оксид, сероуглерод, бензол,1,3,5-триметилбензол, триметилбензол, этилцеллозольв, ацетон, цианистый метил, азота диоксид);

- процессы развития (13) – влияние на процессы развития организма, включая эмбриотоксическое и тератогенное действие, нарушения интеллектуального развития и способности к обучению (бенз/а/пирен, свинец, ртуть, бензол, тетрахлорметан, трихлорметан, толуол, 2-этоксиэтанол, этилбензол, углерода сероокись, сероуглерод, углерода оксид, метанол);

- репродуктивная система – 4 вещества (бария сульфат, свинец и его соединения, сероуглерод, бензол, углерода тетрахлорид, этилцеллозоль);

- глаза – 2 вещества (натрия гидроксид, аммиак , ксилол, толуол, уксусный альдегид, формальдегид , бензин);
- печень – 8 веществ (ксилол, этилбензол, углерод тетрахлорид, изопропиловый спирт, ацетон, диметилформамид , керосин, бензин);
- почки – 10 веществ (свинец и его соединения, ксилол, триметилбензол, этилбензол, углерода тетрахлорид, изопропиловый спирт, этиленгликоль, ацетон, бензин, масло минеральное);
- иммунная система - 3 вещества (бензол, формальдегид, пыль неорганическая SiO2 20-70%);
- системное действие - 5 веществ (медь (II) оксид, сажа, взвешенные вещества, ацетонитрил, этилацетат);
- костная система (фториды плохо растворимые);
- красный костный мозг (бензол);
- зубы (сажа, фториды неорганические плохо растворимые);
- нервная система (марганец и его соединения, диэтаноламин).

Таким образом, с учетом опасности развития неканцерогенных эффектов анализируемые вещества, содержащиеся в выбросах предприятий ТШО, в соответствии с установленными референтными концентрациями как при острых, так и при хронических ингаляционных воздействиях, по направленности действия являются критическими в отношении органов дыхания.

2.5 Ранжирование выбросов

С целью взаимного сравнения перечня химических веществ для последующей оценки риска на этапе идентификации опасности было проведено их ранжирование. Были рассчитаны коэффициенты сравнительной канцерогенной опасности (HRIc) и индексы сравнительной неканцерогенной опасности (HRI). В связи с тем, что экспонированное население рассматривается в целом, при расчётах HRIc и HRI показатель «P/10000» не учитывался.

Канцерогенные вещества ранжировались по величине суммарной годовой эмиссии и весового коэффициента канцерогенного эффекта (Wc), устанавливаемого в зависимости от значений фактора канцерогенного потенциала и группы канцерогенности по классификации МАИР и U.S. EPA.

Для канцерогенов вычислялся ранговый индекс канцерогенной опасности (Hri канц.) по формуле:

$$HRi\ канц. = E \times Wc \times P/10000, \quad (1)$$

где: Wc – весовой коэффициент канцерогенной опасности (таблица 2.5-1);

P – численность популяции под воздействием;

E – величина условной экспозиции (объем выброса).

Таблица 2.5-1 – Весовые коэффициенты для оценки канцерогенных эффектов (Wc)

Фактор канцерогенного потенциала (мг/кг)	Группа по классификации U.S.EPA	
	A/B	C
1	2	3

Фактор канцерогенного потенциала (мг/кг)	Группа по классификации U.S.EPA	
	A/B	C
1	2	3
< 0,005	10	1
0,005 – 0,05	100	10
0,05 – 0,5	1000	100
0,5 – 5,0	10000	1000
5,0 – 50,0	100000	10000
> 50,0	1000000	1000000

Примечание: A/B – вещества, канцерогенные или вероятно канцерогенные для человека (группы 1-2 по классификации МАИР), C – возможные канцерогены для человека (вещества, канцерогенные для лабораторных животных).

Согласно выше проведенному анализу информации о степени доказанности канцерогенности для человека (см. таблица 2.4-1, по тексту комментария дается на стр. 21), ранжированию подверглись 6 веществ (хром (VI) оксид, сажа, бенз/а/пирен, бензол, формальдегид и этиленхлорид), классифицируемых как канцерогены согласно той или иной классификации.

Результаты ранжирования канцерогенных веществ представлены в таблице 2.5-1.

Таблица 2.5-1 – Ранжирование веществ, обладающих канцерогенным действием

№	Наименование вещества	Выбросы т/год	Индекс канцерогенной опасности (HRI_c)	Вклад в суммарный HRIc, %	Ранг по HRI_c
1	2	3	5	6	7
1	Хром шестивалентный (647)	0,002	10,0	71,225	1
2	Сажа (583)	739,076	3,0	21,368	2
3	Бенз/а/пирен (54)	0,001355	1,0	7,123	3
4	Формальдегид (609)	92,685	0,02	0,142	4
5	Бензол	8,023	0,01	0,071	5
6	Этиленхлорид (646)	0,001	0,01	0,071	6
Суммарный HRIc			14,04	**100**	

Как видно из данных таблицы, из шести канцерогенов наибольшую канцерогенную опасность представляют хром шестивалентный, сажа и бензапирен (в сумме дают более 95% HRIканц). Вклады остальных канцерогенов в суммарный HRIканц были относительно низкими.

Предположительно, по результатам ранжирования и ввиду высокой опасности канцерогенов для здоровья, все 6 канцерогенов должны быть включены для анализа на последующих этапах оценки риска. Окончательное суждение о включении в веществ для дальнейшего анализа осуществлено после проведения ускоренной характеристики риска.

Ранжирование неканцерогенов проводилось по величине суммарной годовой эмиссии и весового коэффициента неканцерогенного эффекта (TW), основанных на безопасных концентрациях:

$$HRI=E\times TW\times P/10000, \quad (2)$$

где HRI – индекс сравнительной неканцерогенной опасности;

TW – весовой коэффициент влияния на здоровье (таблица 2.5-2);

E – величина условной экспозиции (т/год).

Таблица 2.5-2 – Весовые коэффициенты для оценки неканцерогенных эффектов (TW)

Референтная (безопасная) концентрация, мг/м^3	**Весовой коэффициент**
1	**2**
<0,000175	100000
0,000175-0,00175	10000
0,00175-0,0175	1 000
0,0175-0,175	100
0,175-1,75	10
>1,75	1

Результаты ранжирования неканцерогенов по индексу опасности приведены в таблице 2.5-3.

Таблица 2.5-3 – Ранжирование химических веществ по индексу сравнительной неканцерогенной опасности

№	**Вещества**	**Индекс сравнительной неканцерогенной опасности**	**Вклад в суммарный HRI, %**	**Ранг по HRI**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	[0333] Сероводород (518)	2179261,5	30,59958584	1
2	[0330] Сера диоксид (516)	2030527,1	28,51116688	2
3	[0301] Азота диоксид (4)	1413592,7	19,84862815	3
4	[2754] Углеводороды пр. С12-С19 (10)	553198,12	7,767600795	4
5	[0304] Азота оксид (6)	231019,29	3,243802818	5
6	[2908] Пыль неорг., SiO2: 70-20 % (494)	110238,97	1,54789447	6
7	[1325] Формальдегид (609)	92684,705	1,301410403	7
8	[1720] Пропилмеркаптан (471)	74040,32	1,039619673	8
9	[0328] Сажа (583)	73907,583	1,037755877	9

№	Вещества	Индекс сравнительной неканцерогенной опасности	Вклад в суммарный HRI, %	Ранг по HRI
1	2	3	4	5
10	[1210] Бутилацетат (110)	72555,624	1,018772664	10
11	[1702] Бутилмеркаптан (103)	59210,54	0,831390818	11
12	[0337] Углерод оксид (584)	40638,747	0,570619371	12
13	[1880] Диэтаноламин (367*)	30836,086	0,432977621	13
14	[1728] Этилмеркаптан (668)	28858,55	0,405210516	14
15	[2735] Масло минеральное нефтяное (716*)	17058,403	0,239521538	15
16	[0616] Ксилол (322)	13721,046	0,192660828	16
17	[1042] Бутиловый спирт (102)	12074,005	0,169534291	17
18	[2902] Взвешенные частицы (116)	11145,107	0,156491389	18
19	[0621] Толуол (558)	11037,165	0,154975747	19
20	[0150] Натрий гидроксид (876*)	8513,028	0,119533673	20
21	[0708] Нафталин (416)	7698	0,10808965	21
22	[0143] Марганец и его соединения (327)	5734,845	0,080524472	22
23	[1078] Этиленгликоль (1444*)	5071,6322	0,071212126	23
24	[0627] Этилбензол (675)	4795,9696	0,067341475	24
25	[2752] Уайт-спирит (1294*)	4565,2135	0,064101368	25
26	[0108] Барий сульфат (113*)	4264,2845	0,059875944	26
27	[2936] Пыль древесная (1039*)	3332,6654	0,046794834	27
28	[1401] Ацетон (470)	3097,0889	0,043487043	28
29	[2907] Пыль неорг., SiO2: более 70 % (493)	2830,2374	0,03974011	29
30	[0410] Метан (727*)	2507,3282	0,035206057	30
31	[0303] Аммиак (32)	2389,0839	0,033545758	31
32	[0626] 1,2,4-Триметилбензол (569)	1418,0684	0,019911473	32

№	Вещества	Индекс сравнительной неканцерогенной опасности	Вклад в суммарный HRI, %	Ранг по HRI
1	2	3	4	5
33	[2930] Пыль абразивная (1027*)	1374,1215	0,019294403	33
34	[0123] Железа оксид (274)	1346,1152	0,018901159	34
35	[1240] Этилацетат (674)	1030,6183	0,014471184	35
36	[0703] Бенз/а/пирен (54)	950,16	0,013341447	36
37	[1052] Метанол (338)	821,97312	0,011541542	37
38	[0602] Бензол (64)	802,29698	0,011265264	38
39	[1706] Диметилдисульфид (217)	667,41673	0,009371374	39
40	[0164] Никель оксид (420)	491,16	0,006896507	40
41	[1852] Моноэтаноламин (29)	444,11624	0,006235953	41
42	[0370] Углерода сероокись (1295*)	373,8638	0,00524952	42
43	[1555] Уксусная кислота (586)	279,14028	0,003919482	43
44	[0623] 1,3,5-Триметилбензол (1238*)	204,2195	0,0028675	44
45	[1119] Этилцеллозольв (1497*)	175,09894	0,00245861	45
46	[1523] N,N-Диметилформамид (232)	160,79	0,002257695	46
47	[1317] Ацетальдегид (44)	153,12	0,002149998	47
48	[0342] Фтористый водород (617)	143,5081	0,002015035	48
49	[0316] Соляная кислота (163)	115,06214	0,001615618	49
50	[0322] Серная кислота (517)	99,42689	0,001396079	50
51	[1061] Этиловый спирт (667)	74,507232	0,001046176	51
52	[1051] Изопропиловый спирт (469)	61,84	0,000868312	52
53	[2732] Керосин (654*)	57,95278	0,00081373	53
54	[1328] Пентандиаль (941*)	43,7825	0,000614762	54
55	[0101] Алюминий оксид (20)	25,7234	0,000361189	55

№	Вещества	Индекс сравнительной неканцерогенной опасности	Вклад в суммарный HRI, %	Ранг по HRI
1	2	3	4	5
56	[0348] Ортофосфорная кислота (938*)	23,5586	0,000330793	56
57	[0203] Хром шестивалентный (647)	23,144	0,000324971	57
58	[0344] Фториды неорганические (615)	23,03031	0,000323375	58
59	[3119] Кальций карбонат (Мел) (306)	22,76694	0,000319677	59
60	[2704] Бензин (60)	17,865134	0,000250849	60
61	[1716] Смесь природных меркаптанов (526)	17,41	0,000244458	61
62	[0302] Азотная кислота (5)	6,87109	9,64788E-05	62
63	[0938] 1,1,1,2-Тетрафторэтан (1203*)	4,01	5,63055E-05	63
64	[2301] Гидрохинон (359*)	2,24	3,14524E-05	64
65	[0146] Медь (II) оксид (329)	2,0441	2,87017E-05	65
66	[0334] Сероуглерод (519)	1,3504	1,89613E-05	66
67	[0827] Этиленхлорид (646)	1,2376	1,73775E-05	67
68	[0184] Свинец (513)	0,7963	1,11811E-05	68
69	[0326] Озон (435)	0,44862	6,29919E-06	69
70	[0906] Углерод тетрахлорид (546)	0,158	2,21852E-06	70
71	[0287] Цинк карбонат /в пересчете на цинк/ (661)	0,11478	1,61166E-06	71
72	[1023] Диэтиленгликоль (436)	0,02501	3,51172E-07	72
73	[0402] Бутан (99)	0,014918	2,09468E-07	73
74	[1707] Диметилсульфид (227)	0,009356	1,3137E-07	74
75	[0859] Дифторхлорметан (247)	0,005	7,02063E-08	75
76	[0113] Вольфрам триоксид (124)	0,001904	2,67346E-08	76
77	[0168] Олово (II) оксид (446)	0,00056	7,86311E-09	77
78	[0158] Натрия сульфат (411)	0,00024	3,3699E-09	78

Как видно из данных таблицы, приоритетными соединениями из представленного перечня веществ, обладающих не канцерогенными свойствами, являются следующие: сероводород, сера диоксид, азота диоксид, углеводороды предельные С12-С19 и азота оксид, так как в сумме их значения составили более 90% от всего суммарного индекса сравнительной неканцерогенной опасности.

В итоге, после проведения инвентаризации и идентификации всех выбросов от объектов ТШО с учетом на перспективу развития, можно составить список приоритетных соединений. После анализа сведений об опасности развития канцерогенных и неканцерогенных эффектов и определения индексов опасностей (HRIc и HRI), для проведения дальнейшей процедуры исследования, из первоначального списка химических соединений (105) было отобрано 78 химических веществ, обладающих неканцерогенным действием (см. таблица 2.5-3), а также 6 канцерогенов (см. таблица 2.5-1).

Однако, в связи с предельно низким удельным весом валовых выбросов многих веществ, (см. таблица 2.2-1) согласно нормативному документу (Р 2.1.10.1920-04) [3] предусматривается предварительная скрининговая оценка (ускоренная характеристика риска) на основе данных концентраций анализируемых веществ, полученных в процессе моделирования рассеивания выбросов.

2.6 Ускоренная характеристика риска на этапе идентификации опасности

На основе имеющихся данных, для уточнения дальнейшей задачи исследования целесообразно проведение предварительного скрининга, предусматривающего ускоренную характеристику риска. Так, если величины рисков для здоровья населения, проживающего в фиксированных пунктах наблюдения, не превышают приемлемые уровни, проведение расширенных исследований по полной схеме считается нецелесообразным. Учитывая данный факт, на этапе идентификации опасности, по всем выявленным канцерогенам и неканцерогенам была проведена ускоренная характеристика риска (канцерогенного и неканцерогенного) в 5 фиксированных точках наблюдения: (г.Кульсары, п. Борангул, п. Косчагыл; п. Майкомген и Жана Каратон).

Согласно проведению идентификации населенных мест, точки фиксации в районе размещения промышленных объектов ТШО с учетом объектов ПБР/ПУУД установлены в следующих близлежащих населенных пунктах:

- п. Косшагыл – в 69,1 км северо-востоку;
- п. Майкомген – в 61,6 км к востоку;
- п. Борангул - в 67,2 км к юго-востоку.
- Жана Каратон – в 79,1 км к северо-востоку
- Кульсары - 83,9 км к северо-востоку

Указанные расстояния определены в зависимости от расположения границ крайних источников выбросов от объектов ТШО.

По результатам моделирования по всем фиксированным точкам, на указанных расстояниях от крайних источников, получены максимально разовые и среднегодовые концентрации.

Расчеты канцерогенных рисков (CRi) проводились по всем фиксированным точкам наблюдения с использованием формулы 3:

$$CRi = LADD \cdot SFI, \quad (3)$$

где: LADD - среднесуточная доза в течение жизни, мг/(кг·день);

SFI - фактор наклона канцерогенного потенциала, $(мг/(кг·день))^{-1}$.

Расчет индивидуального канцерогенного риска осуществляется с использованием данных о величине экспозиции и значениях факторов канцерогенного потенциала при ингаляционном (SFi) воздействии [2 и 3]. Как правило, для канцерогенных химических веществ дополнительная вероятность развития злокачественного новообразования у индивидуума на всем протяжении жизни (CR) оценивается с учетом среднесуточной экспонированной дозы в течение всей жизни (LADD) (формула 4):

LADD = [C·CR·ED·EF] / [BW·AT·365], (4)

где: LADD - средняя суточная доза или поступление (I), мг/(кг·день);

C - концентрация вещества в загрязненной среде, мг/л, $мг/м^3$, $мг/см^2$, мг/кг;

CR - скорость поступления воздействующей среды (питьевой воды, воздуха, продуктов питания и т.д.), л/день, $м^3$/день, кг/день и др.;

ED - продолжительность воздействия, лет;

EF - частота воздействия, дней/год;

BW - масса тела человека, кг;

AT - период усреднения экспозиции (для канцерогенов AT = 70 лет);

365 - число дней в году.

Расчеты неканцерогенных рисков, для условий кратковременных (острых) и хронических воздействий химических веществ, проводились на основе расчета коэффициента опасности по формуле 5:

HQ = AC/RfC и/или ARfC, (5)

где: HQ - коэффициент опасности;

AC - средняя концентрация, $мг/м^3$;

RfC/ ARfC - референтная (безопасная) концентрация, $мг/м^3$.

Для начала по выделенным 6 канцерогенам проводились расчеты канцерогенных рисков с использованием формулы 3 и 4.

Результаты расчетов представлены в таблице 2.6-1

Таблица 2.6-1 – Индивидуальные канцерогенные риски в наблюдаемых населенных пунктах, CRi

Населенные пункты / наименование веществ	**г.Кульсары**	**п. Боранкул**	**п. Косчагил**	**п. Майкомген**	**п.Жана Каратон**
1	2	3	4	5	6
Хром (VI) оксид	8,4E-10	2,8E-09	9,9E-10	1,8E-09	8,7E-10
Сажа	1,6E-08	5,4E-08	1,9E-08	3,4E-08	1,6E-08
Бенз/а/пирен	6,8E-11	2,3E-10	8,1E-11	1,4E-10	7,0E-11
Формальдегид	1,1E-08	3,7E-08	1,3E-08	2,4E-08	1,2E-08
Бензол	2,3E-09	7,7E-09	2,3E-09	4,6E-09	2,3E-09
Этиленхлорид	4,7E-13	1,7E-12	5,4E-13	9,3E-13	4,8E-13
Регламент 1,0E-04 ≥ CRi ≤ 1,0E-06					

Согласно представленным результатам расчетов очевидно, что по всем фиксированным точкам (таблица 2.6-1) индивидуальный канцерогенный риск рассматриваемых веществ не превышает нижнего предела приемлемого уровня 1×10^{-6}.

Критерий «канцерогенный риск меньше 1×10^{-6}» используется для исключения химических соединений из первоначального перечня анализируемых вредных веществ. Указанные приоритетные канцерогенные соединения в таких малых значениях исключаются из списка приоритетных веществ, выбранных для дальнейшего проведения анализа на последующих этапах оценки риска [2 и 3].

В узлах расчетного прямоугольника модели рассеивания **концентрации многих из рассматриваемых неканцерогенных химических загрязнителей оказались значительно ниже референтных концентраций RFC** (таблица 2.4-1). Кроме того, у **многих неканцерогенов удельный вес выбросов от суммарного был очень низким** (см. таблица 2.2-1). Данные факты послужили основанием для проведения ускоренной характеристики неканцерогенного риска на этапе идентификации опасности [2 и 3].

Проведение скрининговой оценки риска воздействия на здоровье человека от всех потенциально вредных веществ реально не осуществимо из-за отсутствия адекватных данных об уровнях воздействия и потенциальной опасности ряда химических соединений (см. таблица 2.4-1), поступающих в атмосферный воздух. По результатам ранжирования, в целом, было отобрано 68 химических веществ, обладающих неканцерогенными эффектами (таблица 2.5-3).

Среди неканцерогенов расчеты проводились отдельно для хронических (таблица 2.6-2) и острых воздействий (таблица 2.6-3).

Таблица 2.6-2 – Ускоренная характеристика неканцерогенного риска для веществ, обладающих хроническим воздействием

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
1, Марганец и его соединения (327)	0,00005	1,7E-08	3,4E-04	5,7E-08	1,1E-03	2,0E-08	3,9E-04	3,5E-08	7,0E-04	1,7E-08	3,5E-04
2, Медь (II) оксид (329)	0,00002	2,3E-11	1,2E-06	7,7E-11	3,9E-06	2,7E-11	1,4E-06	5,1E-11	2,5E-06	2,4E-11	1,2E-06
3, Никель оксид (420)	0,00002	1,6E-09	8,0E-05	5,1E-09	2,5E-04	1,9E-09	9,5E-05	3,6E-09	1,8E-04	1,7E-09	8,3E-05
4,Циклогексанол (653)	0,00002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5, Пентандиаль (941*)	0,0001	2,1E-09	2,1E-05	7,0E-09	7,0E-05	2,4E-09	2,4E-05	4,3E-09	4,3E-05	2,2E-09	2,2E-05
6, Свинец (513)	0,00015	3,8E-12	2,6E-08	1,4E-11	9,2E-08	4,4E-12	3,0E-08	8,2E-12	5,5E-08	3,9E-12	2,6E-08
7, Никель металлический (419)	0,0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8, Бенз/а/пирен (54)	1,00E-06	6,1E-	6,1E-	2,1E-	2,1E-	7,2E-11	7,2E-05	1,3E-10	1,3E-04	6,3E-11	6,3E-05

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
		11	05	10	04						
9,Хром шестивалентный (647)	0,0001	7,0E-11	7,0E-07	2,3E-10	2,3E-06	8,2E-11	8,2E-07	1,5E-10	1,5E-06	7,2E-11	7,2E-07
10, Сероводород (518)	0,001	9,0E-06	9,0E-03	3,0E-05	3,0E-02	1,0E-05	1,0E-02	1,9E-05	1,9E-02	9,3E-06	9,3E-03
11,Барий сульфат (113*)	0,0005	2,3E-08	4,6E-05	8,4E-08	1,7E-04	2,7E-08	5,3E-05	4,9E-08	9,9E-05	2,4E-08	4,7E-05
12,Серная кислота (517)	0,001	4,7E-08	4,7E-05	2,0E-07	2,0E-04	5,5E-08	5,5E-05	1,0E-07	1,0E-04	4,9E-08	4,9E-05
13, Метилмеркаптан (339)	0,001	2,5E-08	2,5E-05	8,0E-08	8,0E-05	2,8E-08	2,8E-05	4,9E-08	4,9E-05	2,6E-08	2,6E-05
14, Этилмеркаптан (668)	0,001	9,9E-09	9,9E-06	3,3E-08	3,3E-05	1,1E-08	1,1E-05	2,0E-08	2,0E-05	1,0E-08	1,0E-05
15, Масло минеральное нефтяное (716*)	0,012	8,0E-07	6,7E-05	2,6E-06	2,2E-04	9,0E-07	7,5E-05	1,6E-06	1,3E-04	8,0E-07	6,7E-05

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
16,Пыль неорг,, SiO2: более 70 % (493)	0,003	1,0E-06	3,3E-04	3,5E-06	1,2E-03	1,2E-06	4,0E-04	2,0E-06	6,7E-04	1,0E-06	3,3E-04
17, Формальдегид (609)	0,003	8,0E-07	2,7E-04	2,8E-06	9,3E-04	1,0E-06	3,3E-04	1,8E-06	6,0E-04	9,0E-07	3,0E-04
[18,Алюминий оксид (20)	0,005	3,6E-10	7,1E-08	1,2E-09	2,4E-07	4,1E-10	8,2E-08	7,5E-10	1,5E-07	3,7E-10	7,3E-08
19, Натрий гидроксид (876*)	0,002	4,1E-08	2,0E-05	1,0E-07	5,0E-05	4,7E-08	2,4E-05	8,4E-08	4,2E-05	4,2E-08	2,1E-05
20, Фториды неорганические (615)	0,014	6,0E-09	4,3E-07	2,0E-08	1,5E-06	6,9E-09	4,9E-07	1,2E-08	8,8E-07	6,1E-09	4,4E-07
21,Ортофосфорная кислота (938*)	0,01	1,2E-09	1,2E-07	3,3E-09	3,3E-07	1,4E-09	1,4E-07	2,7E-09	2,7E-07	1,2E-09	1,2E-07
22, 1,3,5-Триметилбензол (1238*)	0,006	9,4E-09	1,6E-06	3,1E-08	5,2E-06	1,1E-08	1,8E-06	1,9E-08	3,2E-06	9,7E-09	1,6E-06
23,1,2,4-Триметилбензол	0,006	6,8E-08	1,1E-05	2,0E-07	3,3E-05	7,9E-08	1,3E-05	1,0E-07	1,7E-05	7,0E-08	1,2E-05

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
(569)											
24, Нафталин (416)	0,003	3,9E-08	1,3E-05	1,0E-07	3,3E-05	4,5E-08	1,5E-05	8,2E-08	2,7E-05	4,0E-08	1,3E-05
25, Керосин (654*)	0,01	2,5E-08	2,5E-06	8,1E-08	8,1E-06	3,0E-08	3,0E-06	5,6E-08	5,6E-06	2,6E-08	2,6E-06
26,Ацетальдегид (44)	0,009	2,1E-10	2,3E-08	5,9E-10	6,5E-08	2,6E-10	2,9E-08	5,3E-10	5,9E-08	2,2E-10	2,4E-08
27,Азота диоксид (4)	0,04	6,4E-05	1,6E-03	2,2E-04	5,4E-03	7,6E-05	1,9E-03	1,4E-04	3,4E-03	6,6E-05	1,6E-03
28,Сера диоксид (516)	0,08	5,7E-05	7,1E-04	1,9E-04	2,4E-03	6,6E-05	8,3E-04	1,2E-04	1,5E-03	5,8E-05	7,3E-04
29, Азота оксид (6)	0,06	1,1E-05	1,8E-04	3,6E-05	6,0E-04	1,3E-05	2,1E-04	2,3E-05	3,8E-04	1,1E-05	1,8E-04
30, Пыль неорг,, SiO2: 70-20 % (494)	0,1	1,0E-06	1,0E-05	3,5E-06	3,5E-05	1,2E-06	1,2E-05	2,0E-06	2,0E-05	1,0E-06	1,0E-05
31,Ксилол (322)	0,1	3,9E-06	3,9E-05	1,3E-05	1,3E-04	4,6E-06	4,6E-05	8,5E-06	8,5E-05	4,0E-06	4,0E-05

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
32,Взвешенные частицы (116)	0,075	1,7E-06	2,3E-05	5,8E-06	7,7E-05	1,9E-06	2,5E-05	3,5E-06	4,7E-05	1,7E-06	2,3E-05
33, Сажа (583)	0,05	3,6E-06	7,2E-05	1,2E-05	2,5E-04	4,3E-06	8,6E-05	7,6E-06	1,5E-04	3,7E-06	7,4E-05
34, Аммиак (32)	0,1	1,3E-06	1,3E-05	4,3E-06	4,3E-05	1,6E-06	1,6E-05	3,0E-06	3,0E-05	1,3E-06	1,3E-05
35, Бутиловый спирт (102)	2,06	2,0E-07	9,7E-08	7,0E-07	3,4E-07	2,0E-07	9,7E-08	4,0E-07	1,9E-07	2,0E-07	9,7E-08
36,Бутилацетат (110)	0,4	5,0E-07	1,3E-06	1,8E-06	4,5E-06	6,0E-07	1,5E-06	1,1E-06	2,8E-06	5,0E-07	1,3E-06
37,Диэтаноламин (367*)	0,02	1,5E-06	7,5E-05	5,0E-06	2,5E-04	1,7E-06	8,5E-05	3,1E-06	1,6E-04	1,5E-06	7,5E-05
38, Аммиак (32)	0,1	1,3E-06	1,3E-05	4,3E-06	4,3E-05	1,6E-06	1,6E-05	3,0E-06	3,0E-05	1,3E-06	1,3E-05
39, Цинк оксид (662)	0,035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40,Азотная кислота (5)	0,04	2,7E-09	6,7E-08	8,2E-09	2,0E-07	3,2E-09	8,0E-08	6,2E-09	1,5E-07	2,8E-09	6,9E-08

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
41, Соляная кислота (163)	0,02	5,7E-08	2,9E-06	2,0E-07	1,0E-05	6,7E-08	3,3E-06	1,0E-07	5,0E-06	5,9E-08	2,9E-06
42, Озон (435)	0,03	1,3E-10	4,3E-09	4,1E-10	1,4E-08	1,5E-10	5,1E-09	2,8E-10	9,5E-09	1,3E-10	4,4E-09
43, Фтористый водород (617)	0,03	3,7E-09	1,2E-07	1,2E-08	4,1E-07	4,3E-09	1,4E-07	7,8E-09	2,6E-07	3,8E-09	1,3E-07
44,Пыль неорг,, SiO2: менее 20 % (495)	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45, Кальций карбонат (Мел) (306)	*	1,1E-08	-	4,0E-08	-	1,3E-08	-	2,4E-08	-	1,1E-08	-
46,Бензол (64)	0,03	3,0E-07	1,0E-05	1,0E-06	3,3E-05	3,0E-07	1,0E-05	6,0E-07	2,0E-05	3,0E-07	1,0E-05
47, Этиленхлорид (646)	0,1	5,3E-11	5,3E-10	1,9E-10	1,9E-09	6,1E-11	6,1E-10	1,1E-10	1,1E-09	5,4E-11	5,4E-10
48, Гидрохинон (359*)	0,14	1,1E-10	8,0E-10	3,8E-10	2,7E-09	1,3E-10	9,3E-10	2,4E-10	1,7E-09	1,2E-10	8,2E-10

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
49, Углерод тетрахлорид (546)	0,04	5,0E-10	1,3E-08	1,7E-09	4,3E-08	5,9E-10	1,5E-08	1,1E-09	2,7E-08	5,2E-10	1,3E-08
50, Этиленгликоль (1444*)	0,4	2,4E-06	6,0E-06	7,9E-06	2,0E-05	2,7E-06	6,8E-06	4,8E-06	1,2E-05	2,4E-06	6,0E-06
51, Уайт-спирит (1294*)	1	1,5E-06	1,5E-06	5,2E-06	5,2E-06	1,8E-06	1,8E-06	3,1E-06	3,1E-06	1,6E-06	1,6E-06
52, Сероуглерод (519)	0,7	6,7E-11	9,6E-11	2,3E-10	3,2E-10	7,9E-11	1,1E-10	1,4E-10	2,1E-10	6,9E-11	9,9E-11
53, Углерода сероокись (1295*)	0,3	1,8E-08	6,0E-08	6,0E-08	2,0E-07	2,1E-08	6,9E-08	3,7E-08	1,2E-07	1,9E-08	6,3E-08
54, Бутан (99)	0,62	4,2E-10	6,7E-10	1,3E-09	2,2E-09	4,9E-10	8,0E-10	9,1E-10	1,5E-09	4,3E-10	6,9E-10
55, Этиленгликоль (1444*)	0,4	2,4E-06	6,0E-06	7,9E-06	2,0E-05	2,7E-06	6,8E-06	4,8E-06	1,2E-05	2,4E-06	6,0E-06
56, Этилцеллозольв (1497*)	0,2	7,1E-08	3,5E-07	2,0E-07	1,0E-06	8,2E-08	4,1E-07	1,0E-07	5,0E-07	7,3E-08	3,6E-07
57,Уксусная	0,25	1,0E-	4,0E-	5,0E-	2,0E-	2,0E-07	8,0E-07	3,0E-07	1,2E-06	1,0E-07	4,0E-07

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
кислота (586)		07	07	07	06						
58, Этилбензол (675)	1	3,0E-07	3,0E-07	9,0E-07	9,0E-07	3,0E-07	3,0E-07	6,0E-07	6,0E-07	3,0E-07	3,0E-07
59, Углерод оксид (584)	3	1,3E-04	4,4E-05	4,5E-04	1,5E-04	1,6E-04	5,2E-05	2,8E-04	9,5E-05	1,4E-04	4,6E-05
60, Толуол (558)	5	4,1E-06	8,2E-07	1,4E-05	2,9E-06	4,9E-06	9,8E-07	9,2E-06	1,8E-06	4,3E-06	8,6E-07
61, Метанол (338)	4	3,9E-06	9,8E-07	1,3E-05	3,3E-06	4,5E-06	1,1E-06	8,1E-06	2,0E-06	4,0E-06	1,0E-06
62, Ацетон (470)	31,2	4,0E-07	1,3E-08	1,2E-06	3,8E-08	4,0E-07	1,3E-08	8,0E-07	2,6E-08	4,0E-07	1,3E-08
63, Дифторхлорметан (247)	50	1,8E-10	3,6E-12	5,2E-10	1,0E-11	2,2E-10	4,4E-12	4,5E-10	9,0E-12	1,9E-10	3,7E-12
64, 1,1,1,2-Тетрафторэтан (1203*)	80	1,5E-08	1,9E-10	4,3E-08	5,4E-10	1,9E-08	2,3E-10	3,8E-08	4,8E-10	1,6E-08	2,0E-10
65,	7	3,1E-	4,5E-	1,0E-	1,4E-	3,7E-08	5,2E-09	6,7E-08	9,5E-09	3,2E-08	4,6E-09

Наименование веществ	Рефер. концент. для хронич. ингаляц. воздействия, RFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
Изопропиловый спирт (469)		08	09	07	08						
66, Этиловый спирт (667)	100	1,0E-07	1,0E-09	4,0E-07	4,0E-09	1,0E-07	1,0E-09	2,0E-07	2,0E-09	1,0E-07	1,0E-09
67, Этилацетат (674)	3,2	3,8E-08	1,2E-08	1,0E-07	3,1E-08	4,4E-08	1,4E-08	8,2E-08	2,6E-08	3,9E-08	1,2E-08
68, Бензин (60)	3,5	4,5E-08	1,3E-08	1,0E-07	2,9E-08	5,4E-08	1,5E-08	1,0E-07	2,9E-08	4,7E-08	1,3E-08
Регламент HQ< 0,1											

Примечание: 0- расчет не проводился: С(м.р.)< 0.05 долей ПДК,

**** - расчет не проводился из-за отсутствия референтной концентрации***

Таблица 2.6-3 – Ускоренная характеристика неканцерогенного риска для веществ, обладающих острым воздействием

Наименование веществ	Рефер. концен. для остр. воздействия, ARFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
1,Никеля оксид	0,003	6,7E-08	2,2E-05	8,7E-08	2,9E-05	1,0E-07	3,3E-05	1,0E-07	3,3E-05	7,6E-08	2,5E-05
2,Сероводород	0,1	7,6E-08	7,6E-07	2,7E-04	2,7E-03	2,7E-04	2,7E-03	3,0E-04	3,0E-03	2,1E-04	2,1E-03
3,Серная кислота	0,1	1,5E-06	1,5E-05	2,0E-06	2,0E-05	2,2E-06	2,2E-05	2,2E-06	2,2E-05	1,7E-06	1,7E-05
4,Этилмеркаптан	0,1	5,0E-07	5,0E-06	7,0E-07	7,0E-06	7,0E-07	7,0E-06	8,0E-07	8,0E-06	6,0E-07	6,0E-06
5,Формальдегид	0,048	4,6E-05	9,5E-04	5,9E-05	1,2E-03	6,6E-05	1,4E-03	6,9E-05	1,4E-03	5,1E-05	1,1E-03
6,Натрий гидроксид (876*)	0,005	1,5E-06	3,0E-04	2,2E-06	4,4E-04	2,3E-06	4,6E-04	2,4E-06	4,8E-04	1,7E-06	3,4E-04
7,Ортофосфорная кислота (938*)	0,2	7,8E-08	3,9E-07	8,6E-08	4,3E-07	1,0E-07	5,0E-07	1,0E-07	5,0E-07	8,9E-08	4,4E-07

Наименование веществ	Рефер. концен. для остр. воздействия, ARFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
8,Ацетальдегид (44)	0,115	4,6E-05	4,0E-04	5,9E-05	5,2E-04	6,6E-05	5,7E-04	6,9E-05	6,0E-04	5,1E-05	4,4E-04
9,Азота диоксид (4)	0,47	6,7E-03	1,4E-02	8,5E-03	1,8E-02	9,2E-03	2,0E-02	9,4E-03	2,0E-02	7,3E-03	1,6E-02
10,Сера диоксид (516)	0,66	5,4E-03	8,2E-03	6,9E-03	1,1E-02	7,1E-03	1,1E-02	7,5E-03	1,1E-02	5,8E-03	8,8E-03
11,Азота оксид (6)	0,72	1,1E-03	1,5E-03	1,4E-03	1,9E-03	1,5E-03	2,1E-03	1,6E-03	2,2E-03	1,2E-03	1,7E-03
12,Ксилол (322)	4,3	1,0E-04	2,4E-05	1,3E-04	3,0E-05	1,5E-04	3,5E-05	1,6E-04	3,7E-05	1,1E-04	2,6E-05
13,Взвешенные частицы (116)	0,3	1,8E-05	6,1E-05	2,7E-05	9,0E-05	2,6E-05	8,7E-05	3,1E-05	1,0E-04	2,0E-05	6,7E-05
14,Аммиак (32)	3	3,1E-05	1,0E-05	4,2E-05	1,4E-05	4,8E-05	1,6E-05	5,1E-05	1,7E-05	3,5E-05	1,2E-05
15,Азотная кислота (5)	0,09	1,6E-05	1,8E-04	2,1E-05	2,3E-04	2,4E-05	2,7E-04	2,4E-05	2,7E-04	1,8E-05	2,0E-04
16,Соляная кислота (163)	2,1	7,8E-06	3,7E-06	1,0E-05	4,9E-06	1,2E-05	5,6E-06	1,2E-05	5,6E-06	8,7E-06	4,1E-06
17,Озон (435)	0,18	2,0E-	1,1E-	2,6E-	1,5E-	2,7E-04	1,5E-03	2,9E-	1,6E-03	2,1E-04	1,2E-03

Наименование веществ	Рефер. концен. для остр. воздействия, ARFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
		04	03	04	03			04			
18,Фтористый водород (617)	0,25	4,0E-07	1,6E-06	6,0E-07	2,4E-06	6,0E-07	2,4E-06	7,0E-07	2,8E-06	5,0E-07	2,0E-06
19,Бензол (64)	0,15	3,2E-05	2,1E-04	4,9E-05	3,3E-04	4,7E-05	3,1E-04	5,3E-05	3,6E-04	3,5E-05	2,4E-04
20,Этиленхлорид (646)	1,3	7,4E-09	5,7E-09	1,2E-08	9,3E-09	1,0E-08	8,0E-09	1,2E-08	9,4E-09	8,1E-09	6,3E-09
21,Углерод тетрахлорид (546)	1,3	4,1E-06	3,2E-06	4,0E-06	3,1E-06	6,3E-06	4,8E-06	4,7E-06	3,6E-06	4,6E-06	3,5E-06
22,Этиленгликоль (1444*)	1,3	1,0E-04	7,9E-05	1,5E-04	1,2E-04	1,5E-04	1,2E-04	1,6E-04	1,3E-04	1,1E-04	8,7E-05
23,Толуол (558)	3,8	1,3E-04	3,5E-05	1,8E-04	4,7E-05	2,0E-04	5,2E-05	2,1E-04	5,5E-05	1,5E-04	3,9E-05
24,Метанол (338)	30	2,7E-04	9,1E-06	4,1E-04	1,4E-05	4,0E-04	1,3E-05	4,4E-04	1,5E-05	3,0E-04	1,0E-05
25,Ацетон (470)	62	1,3E-05	2,0E-07	1,8E-05	2,9E-07	1,8E-05	2,9E-07	2,1E-05	3,3E-07	1,4E-05	2,2E-07
26,Изопропиловый спирт (469)	*	5,0E-07	-	7,0E-07	-	7,0E-07	-	8,0E-07	-	5,0E-07	-

Наименование веществ	Рефер. концен. для остр. воздействия, ARFc, мг/м3	Населенные пункты									
		г.Кульсары		п. Боранкул		п. Косшагыл		п. Майкомген		Жана Каратон	
		С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ	С (с.г.), мг/м3	HQ
1	2	3	4	5	6	7	8				
27,Этиловый спирт (667)	*	4,1E-06	-	3,7E-06	-	6,2E-06	-	4,2E-06	-	4,6E-06	-
28,Этилацетат (674)	*	3,0E-07	-	5,0E-07	-	5,0E-07	-	6,0E-07	-	4,0E-07	-
Регламент HQ< 0,1											

Примечание: 0 - расчет не проводился: С(м.р.)< 0.05 долей ПДК,

**** - расчет не проводился из-за отсутствия референтной концентрации***

Помимо значений коэффициентов опасности (HQ), для большей наглядности ситуации, в таблицах представлены данные о фактических и референтных концентрациях загрязняющих веществ (RFC и ARFC).

Из списка неканцерогенов, обладающих хроническим воздействием (см. таблица 2.11), по всем веществам в расчетных узлах фиксированных точек обнаруживались концентрации в низких значениях.

Для неканцерогенов, обладающих острыми воздействиями, в расчетных узлах фиксированных точек максимальные концентрации 4-х веществ фиксировались в пределах С(м.р.)<0,05 долей ПДК. Как видно из данных таблиц (см. таблица 2.11 и 2.12), зафиксированные концентрации всех остальных неканцерогенов были существенно ниже референтных (безопасных) уровней воздействий и величина коэффициента опасности оказалась меньше 0,1 (HQ<0,1), т.е. не доходила до нижнего порога приемлемого неканцерогенного риска (HQ≤1,0).

Следовательно, согласно значениям коэффициента опасности, риск развития неканцерогенных эффектов здоровью населения наблюдаемых пунктов, как при хронических, так и при острых ингаляционных воздействиях, от концентраций анализируемых приоритетных веществ, не доходит до приемлемо уровня и, таким образом, оценивается как допустимый.

Таким образом, в результате ускоренной характеристики риска, на этапе идентификации опасности, было установлено, что расчетные величины риска, полученные на основе концентраций всех анализируемых химических веществ из списка канцерогенов и неканцерогенов, в наблюдаемых населенных пунктах, не превышают уровни нижнего приемлемого неканцерогенного риска и, следовательно, не представляют реальной опасности для здоровья человека. Согласно методологии оценки риска [2 и 3] дальнейшее проведение расширенных исследований по полной схеме оценивается как нецелесообразное мероприятие.

Итоговые результаты этапа идентификации опасности

Таким образом, на этапе идентификации опасности проведена детальная инвентаризация всех выбросов от объектов, как планируемых к введению в эксплуатацию, так и действующего производства. Результаты анализа условий региона размещения объектов ТШО в Атырауской области, с учетом развития на перспективу, и с учетом сложившейся застройки ряда отдельных населенных пунктов вокруг предприятия, позволяют прийти к заключению, что распространение загрязнителей от объектов предприятий не охватывает исследуемые территории. По результатам моделирования рассеивания выбросов в узлах расчетного прямоугольника, концентрации многих из проанализированных химических загрязнителей оказались значительно ниже референтных концентраций (RFC). Данный факт послужил основанием проведения ускоренной характеристики неканцерогенного риска на этапе идентификации опасности.

По результатам скрининговой оценки риска было установлено, что исследуемые химические вещества в выбросах объектов ТШО не представляют реальной опасности для здоровья населения, проживающего вблизи планируемого к введению в эксплуатацию завода, совместно с действующим производством, так как значения рисков не доходили до нижнего уровня приемлемого риска (1×10^{-6} и HQ < 0,1). Согласно правилам общепризнанной методологии оценки риска, проведение дальнейшего углубленного исследования при столь низких значениях риска не рекомендуется. Таким образом, в данном исследовании последующие этапы оценки риска не проводились.

Оценка неопределенностей этапа «Идентификации опасности»

Основные неопределённости, связанные с проведением этапа идентификации опасности химических канцерогенов, обусловлены отсутствием единого подхода к оценке канцерогенного риска для человека. В настоящем проекте при оценке канцерогенного потенциала использовались две классификации канцерогенов: Международного агентства по изучению рака (МАИР), Агентства по охране окружающей среды США

(U.S.EPA) и, частично, СанПиН (РФ) 1.2.2353-08 «Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности». Несмотря на принципиальное сходство структуры этих классификаций, для некоторых веществ группы канцерогенности по МАИР и EPA могут различаться. К примеру, сажа: по МАИР это доказанный канцероген, а по EPA и СанПиН (РФ) - не канцероген.

Скрининговая оценка риска на этапе идентификации проводилась согласно расчетным данным моделирования рассеивания выбросов от объектов ТШО. В этой связи более целесообразно проведение расчетов уровней рисков здоровью после ввода в эксплуатацию и достижения проектной мощности предприятия с использованием данных регулярно проводимого мониторинга состояния окружающей среды.

Таким образом, указанные неопределенности свидетельствуют в пользу возможного уменьшения истинного значения риска на несколько десятков процентов, по сравнению с расчетным.

2. Выводы

- На этапе идентификации опасности установлено, что у многих загрязнителей удельный вес выбросов от суммарного объема был очень низким. В этой связи, концентрации многих из проанализированных химических загрязнителей на фиксированных точках, установленных на территории выбранных населенных пунктов Жылыойского района, оказались значительно ниже референтных концентраций. Выявленные приоритетные загрязнители (сероводород, сера диоксид, азота диоксид, углеводороды предельные С12-С19 и азота оксид) в выбросах объектов ТШО по направленности действия на организм человека являлись критическими в отношении органов дыхания.

- При проведении ускоренной характеристики риска на этапе идентификации опасности выявлено, что значения коэффициентов опасности неканцерогенных веществ в выбросах объектов ТШО, как при хроническом, так и при остром ингаляционном воздействии, не представляют реальной опасности для здоровья населения, проживающего вблизи объектов ТШО, так как значения рисков не доходили до нижнего уровня приемлемого риска (1×10^{-6} и HQ < 0,1).

- В выбросах объектов ТШО выявлены 6 канцерогенных веществ. Индивидуальный канцерогенный риск от рассматриваемых веществ для здоровья населения, проживающего вблизи исследуемых объектов ТШО, не превышает нижнего предела приемлемого уровня $1x10^{-6}$, и он пренебрежимо малый, что соответствует одному дополнительному случаю серьезного заболевания или смерти на 1 млн. экспонированных лиц и не требует никаких дополнительных мероприятий.

- Прогнозная ситуация в результате ввода в эксплуатацию объектов ТШО и работы предприятия в штатном режиме, в исследуемом регионе, в рамках оказываемого риска здоровью населения, проживающего вблизи производства, оценивается как благополучная (приемлемая).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кодекс РК «О здоровье народа и системе и здравоохранения».

2. «Методика оценки рисков негативного воздействия факторов окружающей среды на состояние здоровья населения», утвержденная Приказом Министерства здравоохранения РК №304 от 14.05.2020.

3. «Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду» (Р 2.1.10.1920-04), утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 05.03.2004 г.

4. СанПиН 1.2.2353-08 «Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности».

5. Информационное письмо о списке приоритетных веществ, содержащихся в окружающей среде и их влияние на здоровье населения (Минздрав России, № И/103-111, 97 г.).

6. Авалиани С.Л., Ревич Б.А., Балтер Б.М., Гильденскиольд С.Р., Мишина А.Л., Кликушина Е.Г. Оценка риска загрязнения окружающей среды для здоровья населения как инструмент муниципальной политики в Московской области. М., 2010. 309 с.

ИП «Жантөре»

ОТЧЕТ

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ЖЫЛЫОЙСКОГО РАЙОНА АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

Часть 2 – Анализ современного состояния здоровья населения Жылыойского района по медико-демографическим показателям и данным о первичной заболеваемости за 2020-2022 годы

(Оценка зависимости доза - эффект)

Руководитель ИП «Жантөре» **Досмухаметов А.Т.**

Алматы, 2023 г.

Отчет представляется для Компании «SED»
в соответствии с Заказ-нарядом №1 от 11.05.2023

Реферат

Ключевые слова: Здоровье, медико-демографическая ситуация, первичная заболеваемость.

Цель исследования: оценка современного состояния здоровья населения Жылыойского района по медико-демографическим показателям и первичной заболеваемости за 2020-2022 годы.

Методы исследований: метод экспертных оценки (анализ медико-демографической ситуации и первичной заболеваемости).

Материалы исследования: Официальные статистические данные по состоянию здоровья населения (медико-демографические показатели, первичная заболеваемость).

Результаты исследований

Проведен анализ медико-демографических показателей и данных о первичной заболеваемости населения Жылыойского района за 2020-2022 гг.

Медико-демографическая ситуация в районе характеризуется высокой рождаемостью ростом численности населения, высоким уровнем естественного прироста за счет увеличения рождаемости и снижения смертности. Уровень младенческой смертности снизился.

Проанализированы уровни и тенденции первичной заболеваемости болезнями органов дыхания (в том числе по первичной заболеваемости хроническим и неуточненным бронхитом, бронхиальной астмой) и новообразованиями, развитие которых, согласно методологии оценки риска, зависит от загрязненности атмосферного воздуха. Также были проанализированы данные о новообразованиях.

В целом первичная заболеваемость за изучаемый период по Жылыойскому району в динамике с 2020 по 2021 годы был рост первичной заболеваемости с 48354,6 до 54979,8 случаев на 100 тыс. населения (‰), а к 2022 году произошло снижение до 50556,2‰.

В структуре первичной заболеваемости всего населения Жылыойского района ведущими классами в 2022 году явились болезни органов дыхания – 27,1% от всех болезней, травмы и отравления – 8,5%, болезни системы кровообращения – 8,4%, болезни крови – 8,2% и болезни мочеполовой системы – 7,9%. На данные 5 классов приходилось 61,1% от всех болезней.

Уровень первичной заболеваемости населения болезнями органов дыхания имеет устойчивую тенденцию к снижению – с 16595,0 до 13717,4 ‰.

Первичная заболеваемость всего населения района хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой, бронхиальной астмой за рассматриваемый период снизилась.

Уровень первичной заболеваемости всего населения новообразованиями имеет устойчивый выраженный тренд снижения с 517,3 до 297,0.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
РЕФЕРАТ……	2
СОДЕРЖАНИЕ……	3
1. ВВЕДЕНИЕ……..	4
2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ…….	5
3. МЕДИКО-ДЕМОГРАФИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ В ЖЫЛЫОЙСКОМ РАЙОНЕ……..	6
4. УРОВЕНЬ, СТРУКТУРА И ТЕНДЕНЦИИ ПЕРВИЧНОЙ ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ НАСЕЛЕНИЯ ЖЫЛЫОЙСКОГО РАЙОНА….....	8
ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ……	21
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ……	22

1. ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследований.

Одним из показателей последствий воздействия на окружающую природную среду является состояние здоровье населения. По оценкам экспертов Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) различают пять категорий реакций состояния здоровья населения на загрязнение окружающей среды: повышение смертности, повышение заболеваемости, наличие функциональных изменений, превышающих норму или не превышающих норму, относительно безопасное состояние.

В связи с интенсивным освоением Прикаспийских месторождений нефти и газа особую остроту и внимание, как ученых, так и работников практического здравоохранения привлекают проблемы здоровья населения в экологически неблагополучных регионах.

В состав северо-восточной части Прикаспийского региона входит Жылыойский район Атырауской области.

Однако, до настоящего времени в данном регионе не определен ущерб, наносимый здоровью населения, не определены закономерности формирования основных показателей здоровья населения региона, таких как демографические показатели и первичная заболеваемость.

Кроме того, одними из значимых месторождений в Прикаспийском регионе являются месторождения Тенгизское и Королевское. По результатам проведенной оценки риска в части 1 выявленные приоритетные загрязнители в выбросах объектов ТШО по направленности действия на организм человека являлись критическими в отношении органов дыхания.

Все выше сказанное определило актуальность проведенных исследований.

Цель исследования: оценка современного состояния здоровья населения Жылыойского района по медико-демографическим показателям и первичной заболеваемости за 2020-2022 годы.

Методы исследований: метод экспертных оценок (анализ медико-демографической ситуации и первичной заболеваемости).

Объект исследования: здоровье населения.

Материалы исследования: Официальные статистические данные по состоянию здоровья населения (медико-демографические показатели, первичная заболеваемость).

2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

Атырауская область, как известно, расположена на западе Казахстана в на Прикаспийской низменности и граничит с Западно-Казахстанской, Мангистауской, Актюбинской областями и Астраханской областью Российской Федерации. Она образована 15 января 1938 года. Площадь области составляет 118,6 тыс. кв. км. Средняя плотность населения Атырауской области является одной из самых низких по Республике Казахстан и составляет 5,8 человека на 1 кв. км.

Климат умеренный, резко континентальный, с большими годовыми и суточными амплитудами температур. Отмечается малое количество осадков и большая испаряемость.

Самым холодным является январь месяц, средние температуры составляют -9…-12 градусов. Зимний период характеризуется неустойчивым типом погоды. Ясные и холодные дни могут резко меняться на оттепели, сопровождающиеся пасмурной и ветряной погодой. Снежный покров неустойчивый и маломощный. В январе-феврале месяце сильные ветра могут вызывать снежные метели.

Весна является самым коротким периодом года. Нарастание температур происходит очень быстро, характерно быстрое просыхание почвы, теплый и засушливый период может сопровождаться пыльными бурями.

Лето продолжительное, жаркое. Температура воздуха в июле в среднем составляет +23….+25 градусов. Период сопровождается малооблачной и солнечной погодой. Прогноз погоды информирует о редких непродолжительных дождях, которые, как правило, носят ливневый характер. В отдельные дни возможен град. Максимальные температуры зафиксированы на отметке +45,7 градусов.

Осень приходит в середине сентября. Устанавливается прохладная и солнечная погода, с середины октября отмечаются первые заморозки. За год выпадает до 180-200 мм осадков, основная часть приходится на теплый период времени.

Административным центром Атырауской области является г.Атырау. Он расположен в европейской (западной) части Казахстана, по берегам реки Урал.

Жылыойский район расположен на юго-востоке Атырауской области и образован 17.01.1928 года и расположен на северо-восточном побережье Каспийского моря. Территория района составляет 29,4 тыс.кв.км. Средняя плотность населения составляет 2,9 человек на 1 кв. км. Численность населения на 01.01.2023 года составила 86370 человек. Большая часть района находится в пределах Прикаспийской низменности и занимает площадь в 29,4 тыс. кв. км. Рельеф территории - равнинный. По территории Жылыойского района протекает река Эмба. В области расположены крупные месторождения нефти, в частности Тенгизское месторождение. Район граничит на юге с Мангистауской областью и на востоке с Актюбинской областью.

Административным центром района является г.Кульсары, который основан в 1939 г. Расстояние до областного центра – 230 км.

3. МЕДИКО-ДЕМОГРАФИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ В ЖЫЛЫОЙСКОМ РАЙОНЕ

Медицинская демография – наука, изучающая многочисленные связи населения с социальными и природными факторами, которые оказывают влияние на важнейший качественный аспект воспроизводства – состояние здоровья населения и тенденции его изменений.

Разделы демографии:

- ✓ статика – изучает численный состав населения на определенный момент времени,
- ✓ динамика – изучает изменения численности населения вследствие естественных процессов рождения и смерти, а также миграции.

Численность населения - один из демографических показателей, который постоянно изменяется вследствие рождения, смертей, миграции, измеряется и оценивается по состоянию на определенный момент времени.

Для оценки показателей численности населения в изучаемом регионе были проанализированы данные официальной статистики за 2020 – 2022 гг.

Согласно данным Бюро национальной статистики агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан численность населения Атырауской области на начало 2022 составила 681241 человек, из них городское население – 376056, а сельское – 305185 (таблица 1).

В Жылыойском районе на начало 2022 года проживало 85327 человек, городских жителей было 64887 и сельских 20440 человек.

Среднегодовая численность всего населения в 2022 году составляла Жылыойском районе – 85849 человек (город – 65425, село – 20424).

Сальдо миграции населения по области и Жылыойскому району отрицательное, в основном за счет оттока населения в г. Атырау и миграцией в другие регионы.

Воспроизводство населения (постоянное возобновление поколений людей) - один из главных процессов воспроизводства общества. Оно представляет собой основное характерное свойство народонаселения, изучение которого входит исключительно в компетенцию демографической науки и изучает процессы взаимодействия рождаемости и смертности населения.

Рождаемость зависит от экологических условий среды, полового и возрастного состава населения, поэтому является величиной непостоянной.

Существует критерий оценки рождаемости (Лисицин Ю.П., 2012). Так, показатель в пределах от 15 до 25 родившихся на 1000 человек (‰) соответствует среднему уровню рождаемости, при величине ниже 15‰ рождаемость оценивают как низкую, выше 25‰ – как высокую.

Как видно из таблицы 1, рождаемость населения за 2020-2022 годы в Жылыойском районе соответствовали высокому уровню – в среднем 28,57±0,5 ‰ родившихся на 1000 человек. Показатели рождаемости достоверно превышают областные.

Таблица 1 – Демографические показатели по Жылыойскому району

Численность на начало 2022г.	Общий прирост населения	В том числе		Численность на начало 2023г.	За расчетный период	
		естественный прирост	сальдо миграции		темп прироста, в процентах	средняя численность
Все население						
85327	1 043	1 861	-818	86 370	1,22	85 849
Городское население						
64 887	1 076	1 421	-345	65 963	1,66	65 425
Сельское население						
20 440	-33	440	-473	20 407	-0,16	20 424

Показатели рождаемости населения, на 1000 человек, ‰				
2020	2021	2022	Средние показатели	Стандартное отклонение
29,05	28,08	25,99	28,57	0,5
Показатели смертности населения, на 1000 человек, ‰				
2020	2021	2022	Средние показатели	Стандартное отклонение
6,26	6,80	4,31	6,53	0,3
Показатели естественного прироста населения, на 1000 человек, ‰				
2020	2021	2022	Средние показатели	Стандартное отклонение
22,79	21,28	21,68	22,04	0,8
Показатели младенческой смертности, на 1000 родившихся живыми, ‰				
2020	2021	2022	Средние показатели	Стандартное отклонение
8,21	6,30	4,01	7,26	1,0

Далее проведен анализ смертности населения. Смертность, является одним из двух главных подпроцессов воспроизводства населения, в котором находят обобщённое выражение действительные демографические процессы, происходящие с населением и влияющие на темпы роста его численности. Смертность зависит от большого числа биологических и социальных факторов (природно-климатических, генетических, экономических и т. п.).

Смертность населения в Жылыойском районе за период 2020-2022 гг. снизилась с 6,26 до 4,31 случая на 1000 человек населения, составив в среднем 6,53±0,3‰. Младенческая смертность в изучаемые годы снизилась с 8,21 до 4,01 случая на 1000 родившихся живыми.

Таким образом, численность населения выросла за счет положительного естественного прироста при высокой рождаемости и низкой смертности.

4. УРОВЕНЬ, СТРУКТУРА И ТЕНДЕНЦИИ ПЕРВИЧНОЙ ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ НАСЕЛЕНИЯ ЖЫЛЫОЙСКОГО РАЙОНА

При изучении загрязнения окружающей среды на состояние здоровья населения часто в качестве основного показателя используется заболеваемость.

Заболеваемость – наиболее характерная, официально регистрационная реакция населения на вредное воздействие загрязнений окружающей среды. Этот показатель более точно отражает реакцию организма на вредное воздействие загрязнений окружающей среды. Официальная статистика учитывает формированный контингент больных.

В условиях высокой частоты контактов населения с медицинской сетью, заболеваемость по обращаемости в медицинские учреждения, составляя основную часть общей заболеваемости, наиболее полно отражает ее уровень и структуру.

Нами изучены тенденции изменения уровня и структуры заболеваемости за период с 2020 по 2022 гг. по данным официальной медицинской отчетности учреждений здравоохранения Жылыойского.

Были использованы статистические сборники «Здоровье населения Атырауской области и деятельность организаций здравоохранения в 2020-2022 годы».

Анализ уровня и тенденций изменения первичной заболеваемости всеми болезнями показал, что в целом первичная заболеваемость за изучаемый период по Жылыойскому району в динамике с 2020 по 2021 годы выросла с 48354,6 до 54979,8 случаев на 100 тыс. населения (‰), а к 2022 году зарегистрировано снижение до 50557,4‰ (таблица 2, рисунок 1).

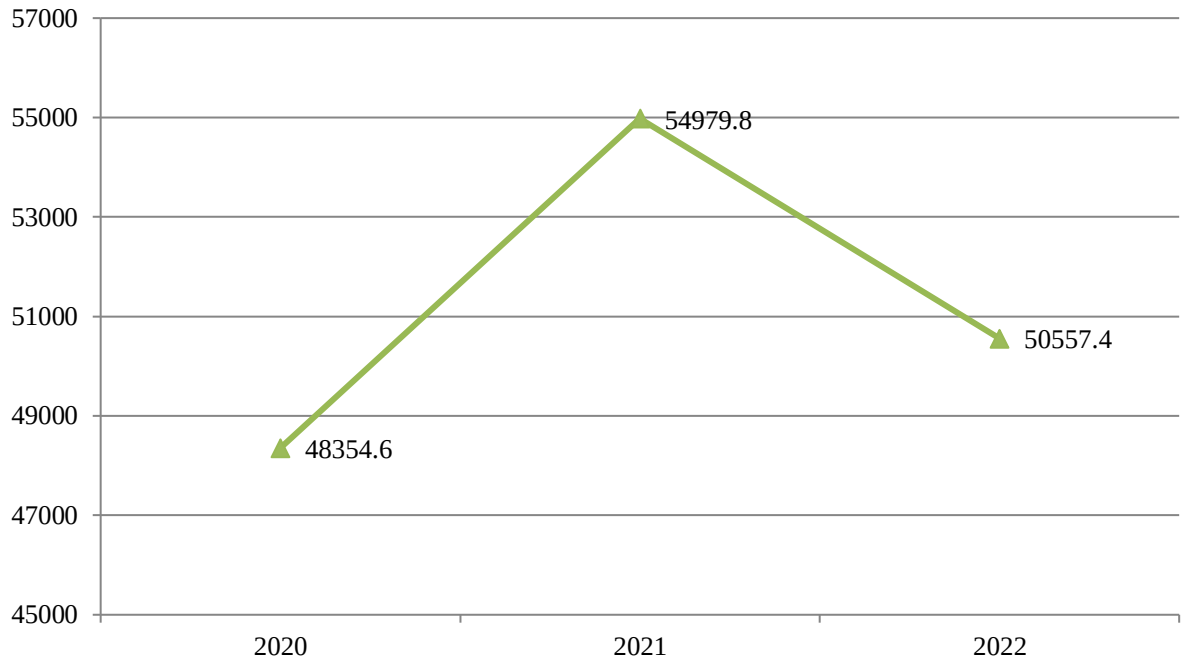
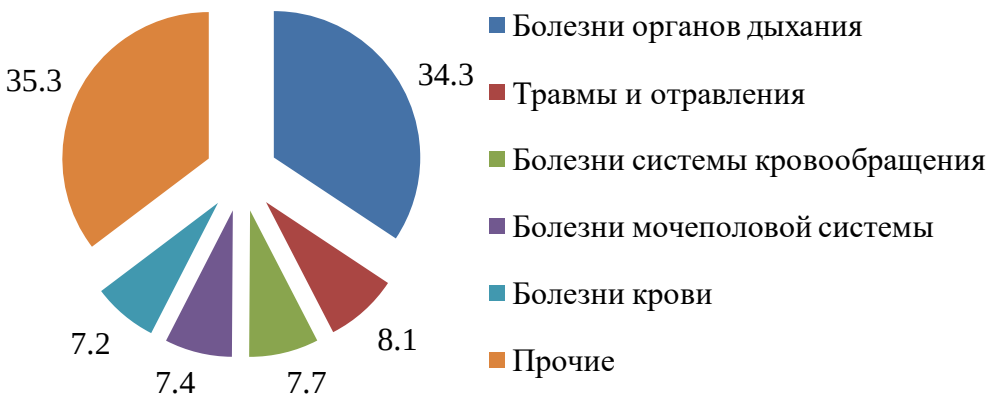
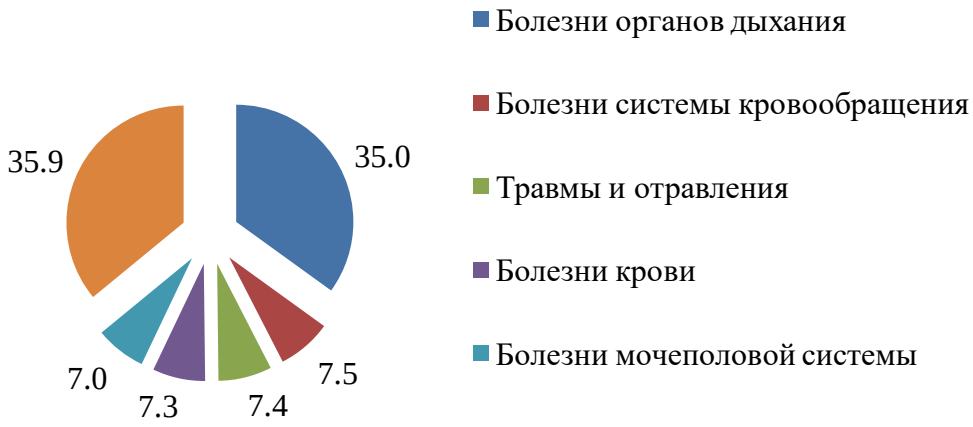


Рисунок 1 - Уровни и тенденции первичной заболеваемости всеми болезнями всего населения в 2020-2022 годы (показатели на 100 тыс. населения, ‰)

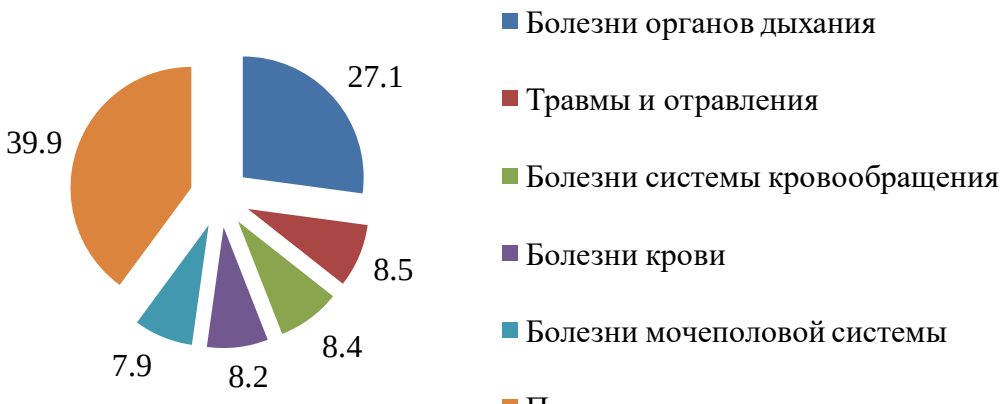
В структуре первичной заболеваемости всего населения Жылыойского района за 2020-2022 годы не претерпела изменений. Ведущими классами в 2022 году явились болезни органов дыхания – 27,1% (13717,1‰) от всех болезней, травмы и отравления – 8,5% (4287,8), болезни системы кровообращения – 8,4% (4264,5), болезни крови – 8,2% (4129,3) и болезни мочеполовой системы – 7,9% (3989,6). На данные 5 классов приходилось 61,1% от всех болезней (рисунок 2, таблица 2).



2020 г.



2021 г.



2022 г.

Рисунок 2 – Структура первичной заболеваемости всего населения Жылыойского района в 2020-2022 годы

Таблица 2 – Показатели заболеваемости всего населения Жылыойского района за 2020-2022 годы (на 100 тыс. человек населения)

№	Класс болезни	Годы		
		2020	2021	2022
1	Все болезни	48354,6	54979,8	50556,2
2	Инфекционные и паразитарные болезни	2214,6	2551,9	2646,5
3	Новообразования	517,3	348,7	297,0

4	Болезни крови, кроветворных органов и отдельные нарушения с вовлечением иммунного механизма	3464,9	3989,3	4129,3
	из них: железодефицитная анемия	2365,9	2395,9	2478,8
5	Эндокринные болезни, расстройства питания и обмена веществ	604,3	713,9	750,2
6	Психические расстройства и расстройства поведения	15,5	35,5	45,4
7	Психические расстройства и расстройства поведения, связанные с употреблением ПАВ	20,3	10,5	7,1
8	Болезни нервной системы	2692,5	3062,6	3206,8
9	Болезни глаз и его придатков	1079,9	1102,8	1141,5
10	Болезни уха и сосцевидного отростка	1247,9	1443,2	1494,5
11	Болезни системы кровообращения	3717,6	4115,7	4264,5
12	Болезни органов дыхания	16595,0	19221,8	13717,1
	из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема	62,0	72,1	0,0
	из них: бронхиальная астма	59,6	69,7	37,3
13	Болезни органов пищеварения	3201,5	3523,6	3778,7
14	Болезни кожи и подкожной клетчатки	1884,4	2074,4	2209,7
15	Болезни костно-мышечной системы и соединительной ткани	1528,0	1769,5	1834,6
16	Болезни мочеполовой системы	3597,2	3839,2	3989,6
17	Врожденные аномалии (пороки развития), деформации и хромосомные нарушения	405,2	481,1	500,9
18	Травмы и отравления	3914,2	4053,1	4287,8

Первичная заболеваемость взрослого населения в динамике с 2020 по 2021 годы выросла с 52696,7 до 59503,4 случаев на 100 тыс. населения (‰), а затем к 2022 году наблюдалось снижение до 53645‰ (таблица 3, рисунок 2).

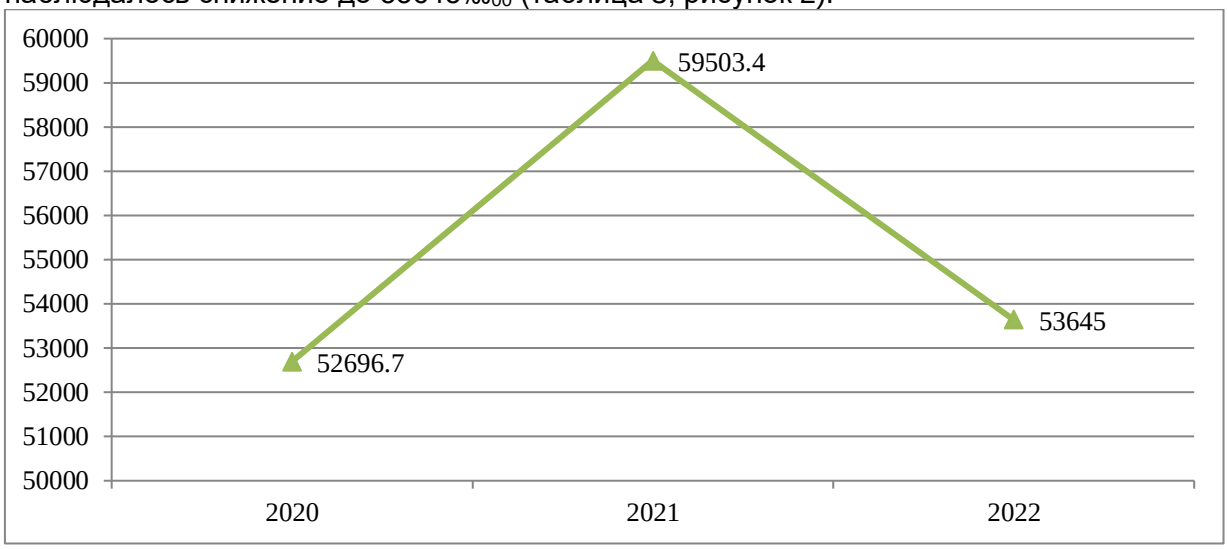


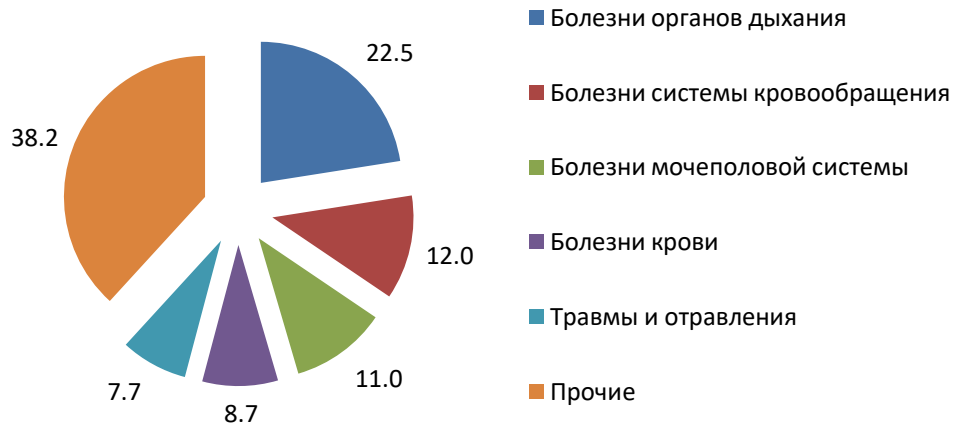
Рисунок 3 - Уровни и тенденции первичной заболеваемости всеми болезнями взрослого населения в 2020-2022 годы (показатели на 100 тыс. взрослого населения, ‰)

Таблица 3 – Показатели заболеваемости взрослого населения Жылыойского района за 2020-2022 годы (на 100 тыс. взрослых)

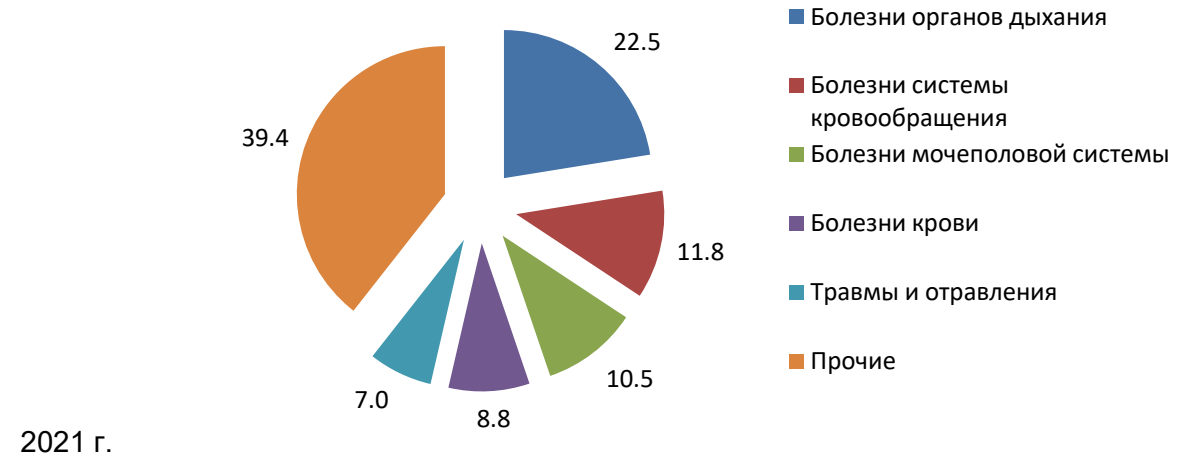
№	Класс болезни	Годы		
		2020	2021	2022
1	Все болезни	52696,7	59503,4	53645,0
2	Инфекционные и паразитарные болезни	2658,9	3063,8	3121,2
3	Новообразования	799,9	501,1	394,9
4	Болезни крови, кроветворных органов и отдельные нарушения с вовлечением иммунного механизма	4564,8	5260,5	5359,3

	из них: железодефицитная анемия	2701,8	2525,9	2571,5
5	Эндокринные болезни, расстройства питания и обмена веществ	793,8	924,5	942,5
6	Психические расстройства и расстройства поведения	10,2	12,3	17,9
7	Психические расстройства и расстройства поведения, связанные с употреблением ПАВ	28,6	12,3	17,9
8	Болезни нервной системы	3613,9	4102,8	4242,2
9	Болезни глаз и его придатков	1187,6	1114,7	1135,0
10	Болезни уха и сосцевидного отростка	1250,9	1439,9	1466,3
11	Болезни системы кровообращения	6301,4	7044,0	7174,9
12	Болезни органов дыхания	11862,1	13359,8	7500,3
	из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема	106,1	124,8	0,0
	из них: бронхиальная астма	34,7	38,9	0,0
13	Болезни органов пищеварения	3673,1	4143,7	4222,4
14	Болезни кожи и подкожной клетчатки	2210,0	2470,7	2518,0
15	Болезни костно-мышечной системы и соединительной ткани	2336,5	2728,4	2779,9
16	Болезни мочеполовой системы	5793,3	6240,2	6355,4
17	Врожденные аномалии (пороки развития), деформации и хромосомные нарушения	214,3	257,7	263,9
18	Травмы и отравления	4040,4	4147,8	4321,6

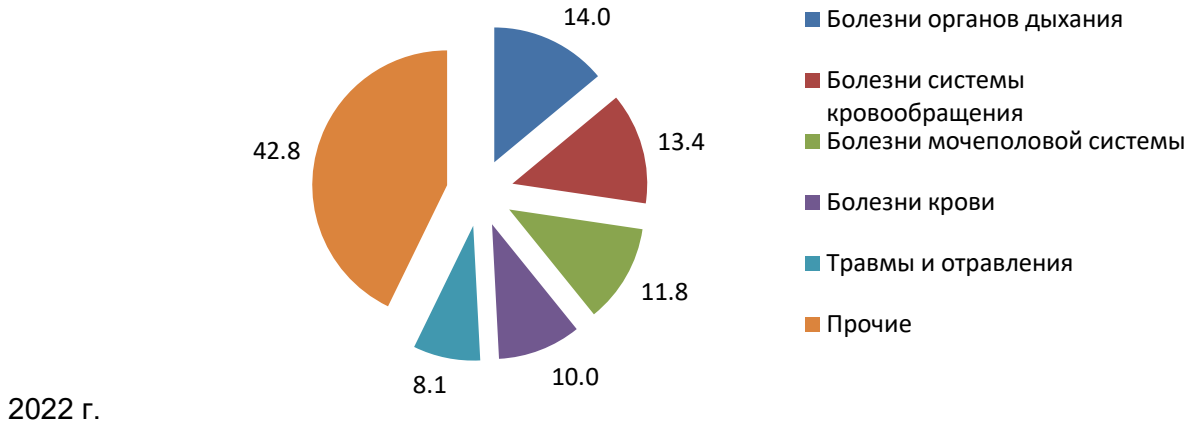
В структуре первичной заболеваемости взрослого населения Жылыойского района ведущими классами в 2022 году были болезни органов дыхания – 14,0% (7500,3‰) от всех болезней, болезни системы кровообращения – 13,4% (7174,9‰), болезни мочеполовой системы – 11,8% (6355,4‰), болезни крови – 10,0% (5359,3‰), травмы и отравления – 8,1% (4321,6‰). На указанные 5 классов приходилось до 57,2% случаев от всех болезней (таблица 3, рисунок 4).



2020 г.



2021 г.



2022 г.

Рисунок 4 – Структура первичной заболеваемости взрослого населения Жылыойского района в 2020-2022 годы

Первичная заболеваемость подростков Жылыойского района в динамике с 2020 по 2021 годы выросла с 38715,9 до 44300,9 случаев на 100 тыс. подростков (‰), а затем к 2022 году произошло снижение до 41862,6‰ (таблица 4, рисунок 5).

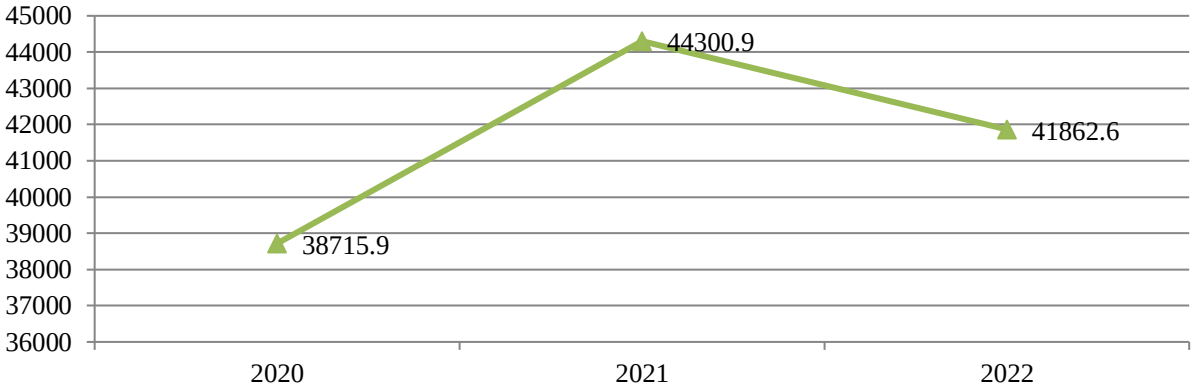


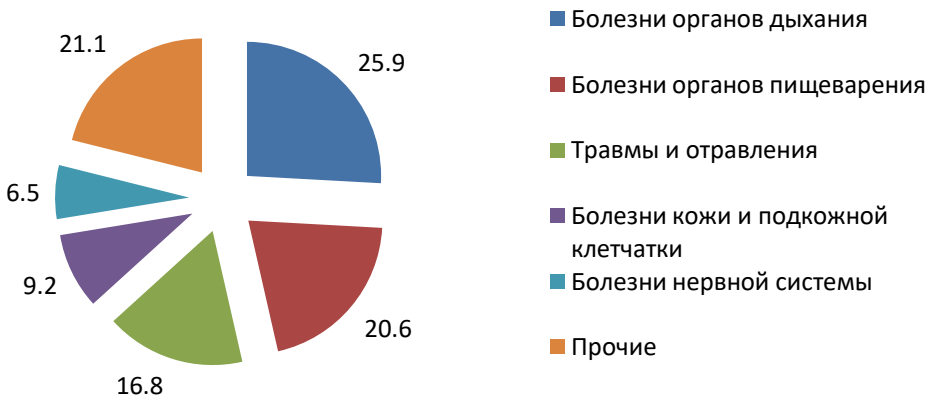
Рисунок 5 - Уровни и тенденции первичной заболеваемости всеми болезнями подростков в 2020-2022 годы (показатели на 100 тыс. подростков, ‰)

Таблица 4 – Показатели заболеваемости подростков Жылыойского района за 2020-2022 годы (на 100 тыс. подростков)

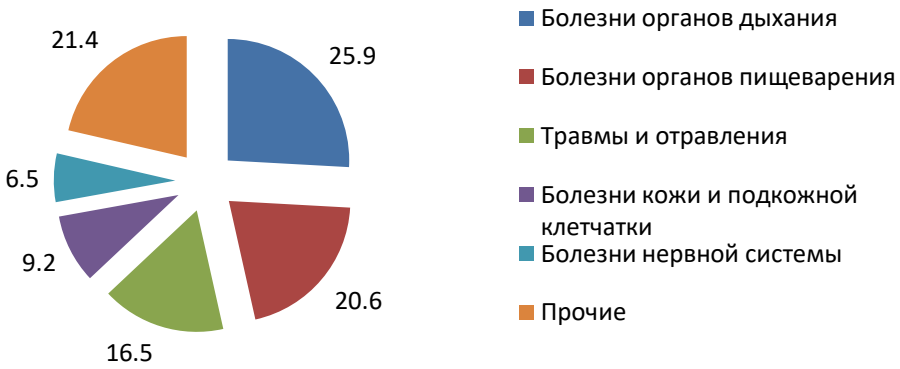
№	Класс болезни	Годы		
		2020	2021	2022
1	Все болезни	38715,9	44300,9	41862,6
2	Инфекционные и паразитарные болезни	1110,3	1246,0	1323,9

№	Класс болезни	Годы		
		2020	2021	2022
3	Новообразования	169,0	207,7	251,1
4	Болезни крови, кроветворных органов и отдельные нарушения с вовлечением иммунного механизма	1279,3	1453,6	1529,3
	из них: железодефицитная анемия	1231,0	1384,4	1460,9
5	Эндокринные болезни, расстройства питания и обмена веществ	555,2	876,8	1027,2
6	Психические расстройства и расстройства поведения	24,1	23,1	68,5
7	Психические расстройства и расстройства поведения, связанные с употреблением ПАВ	0,0	0,0	0,0
8	Болезни нервной системы	2510,3	2861,1	3013,0
9	Болезни глаз и его придатков	893,1	1015,2	1072,8
10	Болезни уха и сосцевидного отростка	1593,0	1753,6	1848,9
11	Болезни системы кровообращения	362,1	415,3	479,3
12	Болезни органов дыхания	10016,9	11467,5	6870,6
	из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема	0,0	0,0	0,0
	из них: бронхиальная астма	24,1	23,1	0,0
13	Болезни органов пищеварения	7965,2	9137,1	9495,5
14	Болезни кожи и подкожной клетчатки	3548,2	4060,9	4222,8
15	Болезни костно-мышечной системы и соединительной ткани	941,3	1061,4	1164,1
16	Болезни мочеполовой системы	531,0	461,5	525,0
17	Врожденные аномалии (пороки развития), деформации и хромосомные нарушения	651,7	738,3	798,9
18	Травмы и отравления	6517,0	7314,3	8011,9

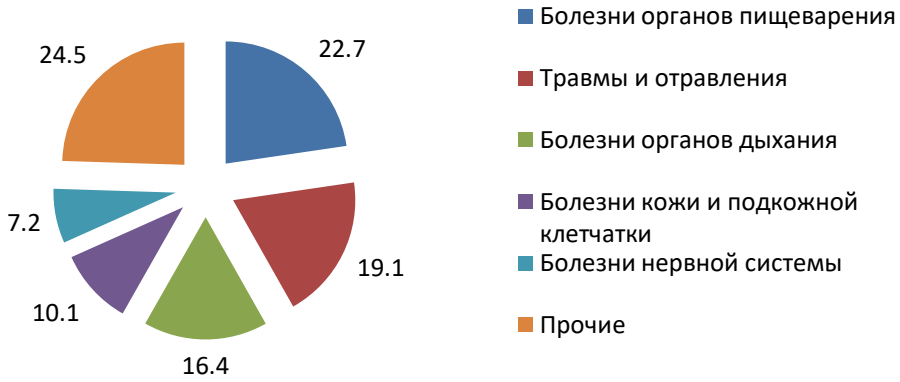
В структуре первичной заболеваемости подростков Жылыойского района в 2022 году первые пять мест занимали болезни органов пищеварения – 22,7% (9495,5‰), травмы и отравления – 19,1% (8011,9‰), болезни органов дыхания – 16,4% (6870,6‰), болезни кожи и подкожной клетчатки – 10,1% (4222,8‰) и болезни нервной системы – 7,2% (3013,0‰). На данные 5 классов приходилось 75,5% от всех болезней (рисунок 6).



2020 г.



2021 г.



2022 г.

Рисунок 6 – Структура первичной заболеваемости подростков Жылыойского района в 2020-2022 годы

Первичная заболеваемость детей, как и в других возрастных категориях населения, в динамике с 2020 по 2021 годы выросла с 42733,6 до 49405,6 случаев на 100 тыс. населения (‰), а затем к 2022 году наблюдалось снижение до 46773,3‰ (таблица 5, рисунок 7).

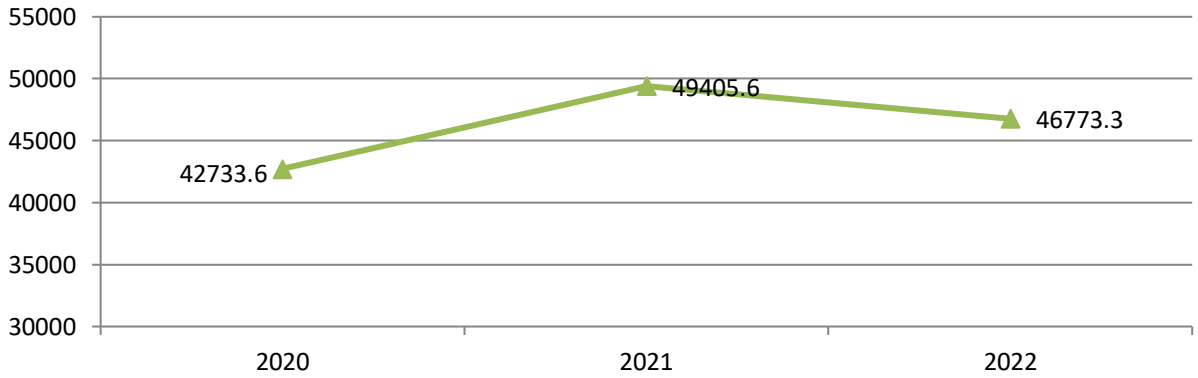


Рисунок 7 - Уровни и тенденции первичной заболеваемости всеми болезнями детского населения в 2020-2022 годы (показатели на 100 тыс. детского населения, ‰)

В структуре первичной заболеваемости детского населения Жылыойского района в 2022 году ведущими классами болезней были болезни органов дыхания – 53,0% (24767,5‰), травмы и отравления – 7,9% (3707,9‰), болезни крови (преимущественно железодефицитная анемия) – 5,3% (2500,9‰), болезни органов пищеварения – 4,8% (2253,0‰), инфекционные и паразитарные болезни – 4,4% (2063,1‰). На данные 5 классов приходилось 75,5% от всех болезней (рисунок 8).

Таблица 5 – Показатели заболеваемости детского населения Жылыойского района за 2020-2022 годы (на 100 тыс. детей)

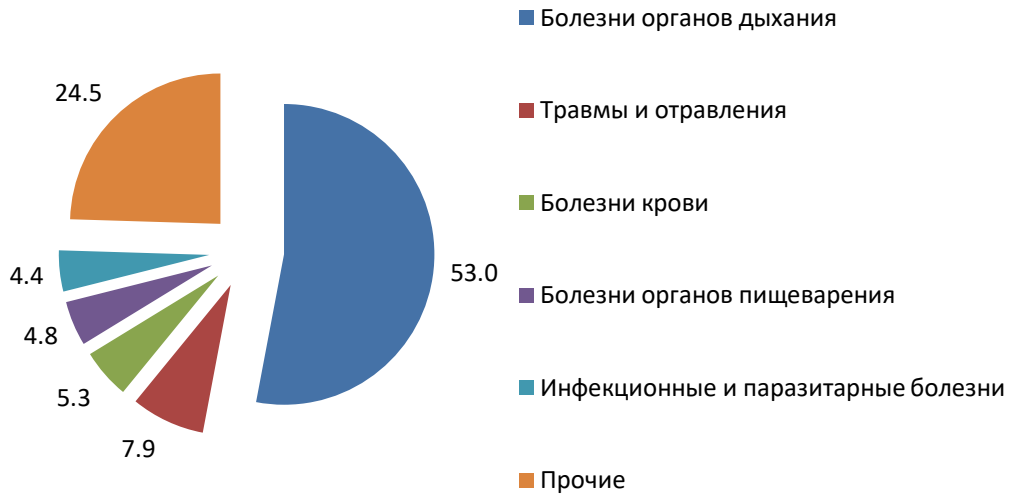
№	Класс болезни	Годы		
		2020	2021	2022
1	Все болезни	42733,6	49405,6	46773,3
2	Инфекционные и паразитарные болезни	1655,2	1934,7	2063,1
3	Новообразования	113,8	130,7	144,8
4	Болезни крови, кроветворных органов и отдельные нарушения с вовлечением иммунного механизма	2006,4	2358,6	2500,9
	из них: железодефицитная анемия	1983,7	2333,1	2471,9
5	Эндокринные болезни, расстройства питания и обмена веществ	308,9	363,3	399,1
6	Психические расстройства и расстройства поведения	22,8	73,3	86,9
7	Психические расстройства и расстройства поведения, связанные с употреблением ПАВ	0,0	0,0	0,0
8	Болезни нервной системы	1248,7	1469,3	1554,6
9	Болезни глаз и его придатков	933,3	1096,4	1161,9
10	Болезни уха и сосцевидного отростка	1196,7	1405,6	1490,2
11	Болезни системы кровообращения	52,0	63,7	77,2
12	Болезни органов дыхания	25023,6	29427,9	24767,5
	из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема	0,0	0,0	0,0
	из них: бронхиальная астма	104,1	124,3	103,0
13	Болезни органов пищеварения	1808,1	1781,7	2253,0
14	Болезни кожи и подкожной клетчатки	1141,4	1182,5	1425,9
15	Болезни костно-мышечной системы и соединительной ткани	318,7	372,9	395,9
16	Болезни мочеполовой системы	510,6	564,1	640,5
17	Врожденные аномалии (пороки развития), деформации и хромосомные нарушения	676,4	793,6	843,3
18	Травмы и отравления	3362,5	3455,0	3707,9



2020 г.



2021 г.



2022 г.

Рисунок 8 – Структура первичной заболеваемости подростков Жылыойского района в 2020-2022 годы

Для установления возможного влияния качества окружающей среды на здоровье населения, проведен анализ данных по первичной заболеваемости населения Жылыойского района по болезням, уровень которых может зависеть от выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (болезни органов дыхания), а также по новообразованиям.

Первичная заболеваемость болезнями органов дыхания

Как видно из таблиц 2 и 6, рисунка 9, уровень первичной заболеваемости населения болезнями органов дыхания имеет устойчивую тенденцию к снижению – с 16595,0 до 13717,4 ‰.

Таблица 6 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости всего населения болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. населения, ‰)

2020	2021	2022	Средняя заболеваемость	Стандартное отклонение
Болезни органов дыхания				
16595	19221,8	13717,4	16511,40	2247,9
из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема				
62	72,1	0	44,70	31,9
из них: бронхиальная астма				

59,6	69,7	37,3	55,53	13,5

В Жылыойском районе первичная заболеваемость всего населения хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой имела устойчивую выраженную тенденцию снижения (r = -0,79).

Также отмечается тенденция снижения первичной заболеваемости бронхиальной астмой, таблицы 2 и 6.

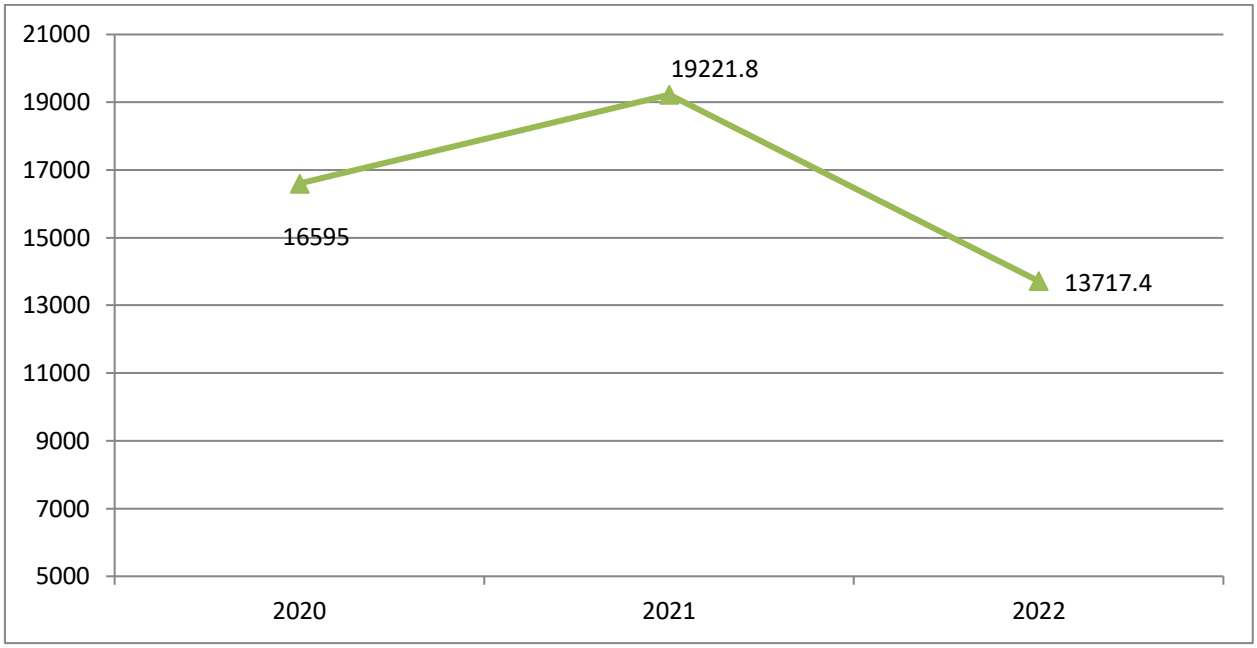


Рисунок 9 - Уровень и тенденции первичной заболеваемости всего населения болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. населения, ‰)

Уровень первичной заболеваемости взрослого населения болезнями органов дыхания имеет устойчивую выраженную тенденцию к снижению – с 11862,1 до 7500,3 случаев на 100 тыс. взрослых (r = -0,72), таблицы 3 и 7, рисунок 10.

Таблица 7 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости взрослого населения болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. взрослого населения, ‰)

2020	2021	2022	Средняя заболеваемость	Стандартное отклонение
Болезни органов дыхания				
11862,1	13359,8	7500,3	10907,40	2485,6
из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема				
106,1	124,8	0	76,97	55,0
из них: бронхиальная астма				
34,7	38,9	0	24,53	17,4

В Жылыойском районе первичная заболеваемость взрослого населения хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой имела устойчивую выраженную тенденцию снижения (r = -0,79), таблицы 3 и 7.

Также отмечается устойчивая выраженная тенденция снижения первичной заболеваемости бронхиальной астмой, таблицы 3 и 7.

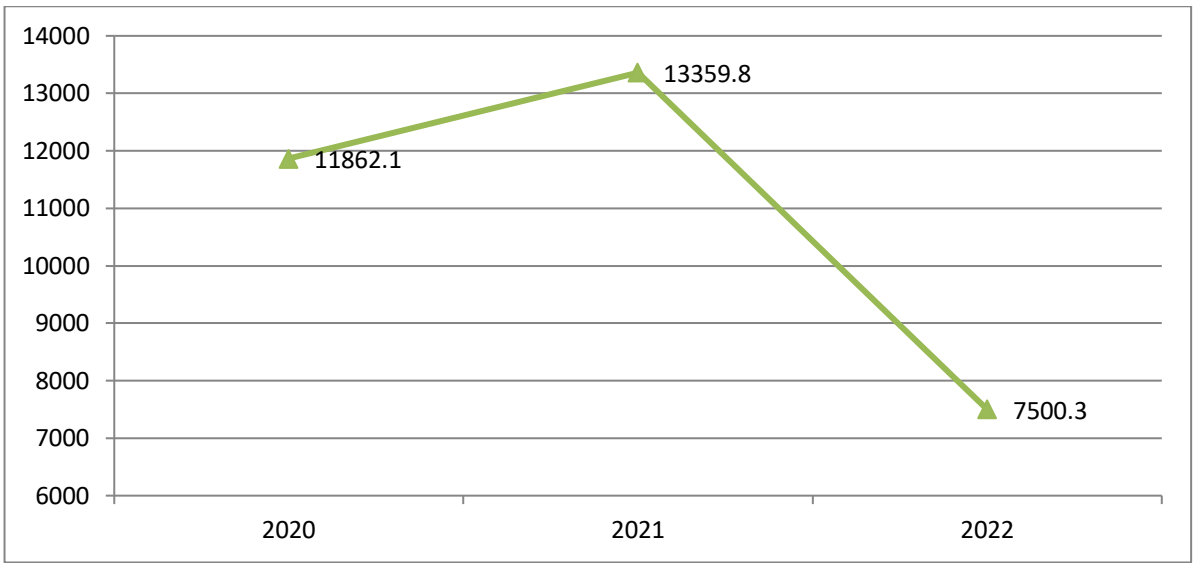


Рисунок 10 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости взрослого населения болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. взрослого населения, ‰)

Как видно из таблиц 2 и 8, рисунка 11, уровень первичной заболеваемости подростков болезнями органов дыхания имеет устойчивую не выраженную тенденцию к снижению с 10016,9 до 6870,6.

Первичная заболеваемость подростков Жылыойского района хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой за изучаемый период не зарегистрирована, таблицы 4 и 8.

Таблица 8 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости подростков болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. подростков, ‰)

2020	2021	2022	Средняя заболеваемость	Стандартное отклонение
Болезни органов дыхания				
10016,9	11467,5	6870,6	9451,66	1918,8
из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема				
0	0	0	0	0
из них: бронхиальная астма				
24,1	23,1	0	15,73	11,1

Среди подростков отмечается устойчивая выраженная тенденция снижения первичной заболеваемости подростков бронхиальной астмой, таблицы 4 и 8.

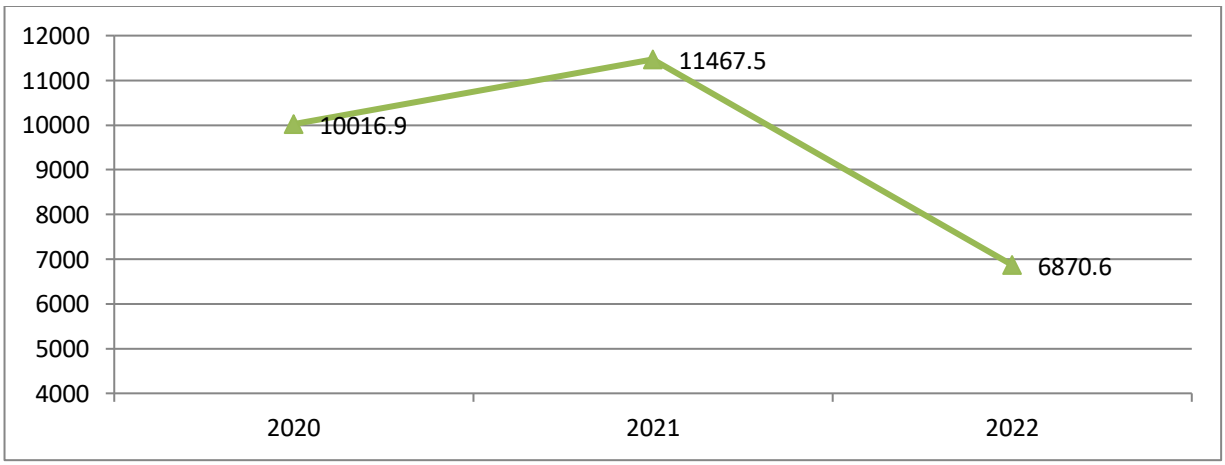


Рисунок 11 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости подростков болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. детей, ‰)

Уровень первичной заболеваемости детского населения болезнями органов дыхания имеет тренд снижения с 25023,6 до 24767,5, таблицы 5 и 9, рисунок 12.

Таблица 9 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости детей болезнями органов **дыхания (показатели на 100 тыс. детей, ‰)**

2020	2021	2022	Средняя заболеваемость	Стандартное отклонение
Болезни органов дыхания				
25023,6	29427,9	24767,5	26406,33	2139,1
из них: бронхит хронический и неуточненный, эмфизема				
0	0	0	0	0
из них: бронхиальная астма				
104,1	124,3	103	110,47	9,8

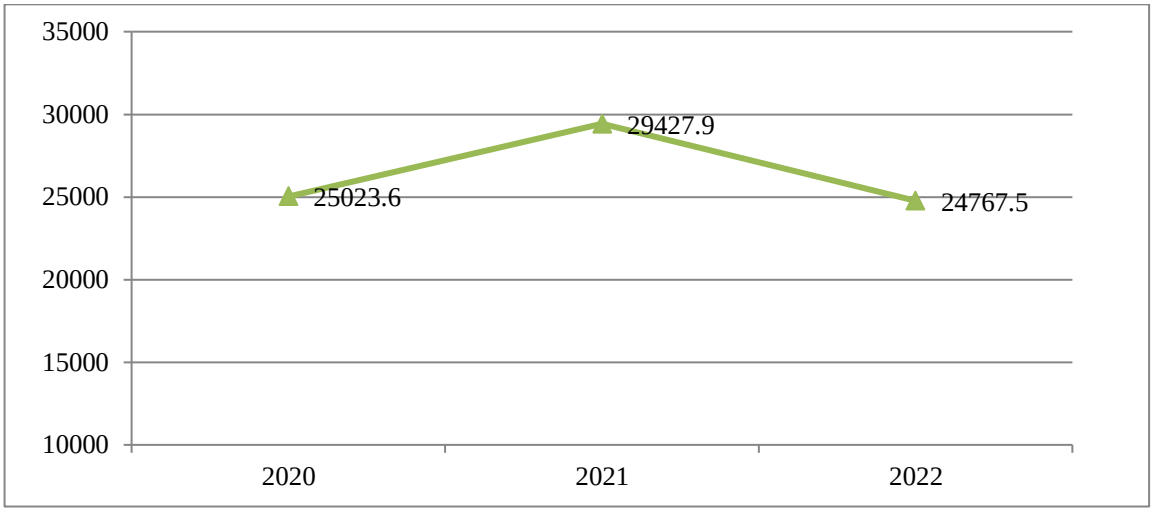


Рисунок 12 – Уровень и тенденции первичной заболеваемости детей болезнями органов дыхания (показатели на 100 тыс. детей, ‰)

Как видно из таблиц 9 и 14, в Жылыойском районе первичная заболеваемость детского населения хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой в 2020-2022 гг. не зарегистрирована.

Первичная заболеваемость новообразованиями

Уровень первичной заболеваемости всего населения новообразованиями имеет устойчивый тренд снижения с 517,3 до 297,0, таблицы 2, 10 и рисунок 13.

Таблица 10 – Уровни и тенденции первичной заболеваемости всего населения новообразованиями в 2020-2022 годы (показатели на 100 тыс. населения, ‰)

	2020	2021	2022	Средняя заболеваемость	Стандартное отклонение
Жылыойский район	517,3	348,7	297,0	387,68	94,1

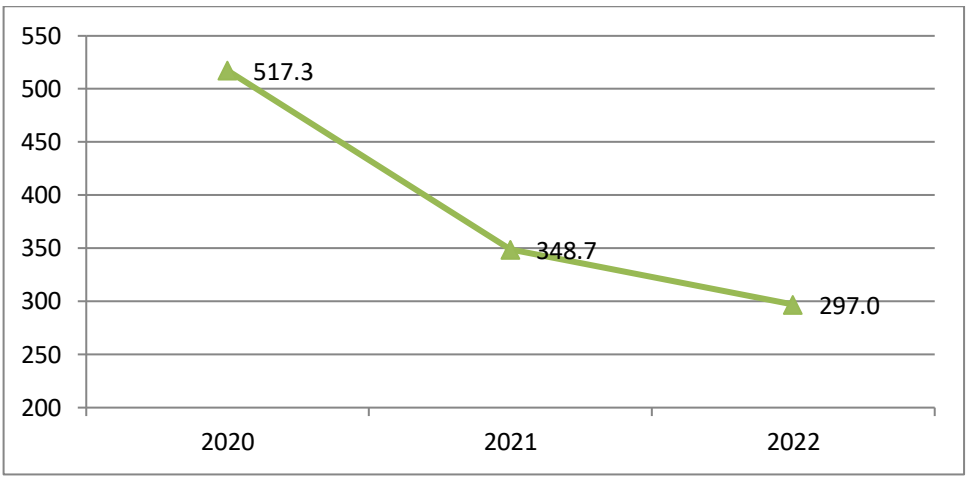


Рисунок 13 – Уровни и тенденции первичной заболеваемости всего населения новообразованиями в 2020-2022 годы (показатели на 100 тыс. населения, ‰)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, дана оценка состоянию здоровья населения Жылыойского района по медико-демографическим показателям и первичной заболеваемости за 2020-2022 годы. В ходе работ были проанализированы уровень, структура и тенденции первичной заболеваемости населения всеми болезнями.

Следует подчеркнуть, что по результатам оценки риска от воздействия загрязнителей атмосферного воздуха, выбрасываемые объектами ТШО, имели направленность действия преимущественно на органы дыхания, и, а также в ходе проведения идентификации опасности в выбросах предприятий были выявлены 6 веществ, обладающих канцерогенными свойствами.

В связи с чем, были проанализированы также данные о первичной заболеваемости новообразованиями и болезнями органов дыхания (в том числе по первичной заболеваемости хроническим и неуточненным бронхитом, бронхиальной астмой).

На основании проведенного анализа статистических материалов по показателям состояния здоровья населения Жылыойского района можно сделать следующие **выводы**:

1. Медико-демографическая ситуация характеризуется высоким уровнем естественного прироста за счет увеличения рождаемости и снижения смертности.
2. В динамике с 2020 по 2021 годы наблюдался рост первичной заболеваемости с 48354,6 до 54979,8 случаев на 100 тыс. населения (‰), а к 2022 году произошло снижение до 50556,2‰. Такая же тенденция наблюдалась во всех возрастных группах населения (взрослые, подростки и дети).
3. В структуре первичной заболеваемости всего населения района ведущими классами в 2022 году явились болезни органов дыхания – 27,1% от всех болезней, травмы и отравления – 8,5%, болезни системы кровообращения – 8,4%, болезни крови – 8,2% и болезни мочеполовой системы – 7,9%. На данные 5 классов приходилось до 61,1% от всех болезней
4. Уровень первичной заболеваемости всего населения болезнями органов дыхания имеет тенденцию к снижению – с 16595,0 до 13717,4 ‰.
5. В Жылыойском районе с 2020 по 2022 гг. зарегистрировано снижение первичной заболеваемости хроническим и неуточненным бронхитом, эмфиземой, бронхиальной астмой.
6. Уровень первичной заболеваемости всего населения новообразованиями за период с 2020 по 2022 годы снизилась с 517,3 до 297,0.

В целом, ситуация по состоянию здоровья населения в Жылыойском районе Атырауской области расценивается как стабильная и характеризуется устойчивым ростом рождаемости и снижением смертности, а также снижением заболеваемости населения болезнями органов дыхания и новообразованиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мерков А.М., Поляков Л.Е. Санитарная статистика. – Л.: «Медицина», 1974. - 378 с.
2. Донелли Р.А. - мл. Статистика. - М.: Астрель: АСТ, 2007. - 367 с.
3. Лисицын Ю.П., Полунина Н.В. Общественное здоровье и здравоохранение. - М.: «Медицина», 2002. - 416 с.
4. Статистические сборники «Здоровье населения Атырауской области и деятельность организаций здравоохранения в 2006-2016 гг». Астана, 2020-2022 гг.
5. Официальные данные Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан за 2020-2022 гг.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ ШУМОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ И ИХ ШУМОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Эколог-Шум. Модуль печати результатов расчета

Copyright © 2006-2021 ФИРМА "ИНТЕГРАЛ"

Источник данных: Эколог-Шум, версия 2.6.0.4670 (от 20.10.2022) [3D]

Серийный номер 07150232, ТОО "SED"

Таблица П.10-1 Перечень источников шумового воздействия месторождения Тенгиз и их шумовые характеристики

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
001	ГТУ компрессора нагнетания газа (PU-2913)	685292.00	5104654.00	1.50	1.0	96.0	96.0	102.0	105.0	104.0	106.0	98.0	84.0	86.0	108.0
002	Генератор пожарного насоса Cat	685178.00	5104618.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
003	Резервный генератор DEPG-1051	685215.00	5104534.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
004	Резервный генератор Olimpian (72 DEPG-9251)	685684.00	5105082.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
005	Резервный генератор Olimpian (офисе капрем. SGI)	685187.00	5104717.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
006	Дизельный компрессор Ingersold	685656.00	5105089.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
007	Площадка компрессора ЗСГ	685311.00	5104635.00	1.50	1.0	88.0	91.0	93.0	94.0	90.0	87.0	86.0	84.0	80.0	94.0
008	ДГ Резервн. электрообеспечения	688343.00	5117558.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
009	ДГ Volvo Penta - РЭС	688412.00	5117533.00	1.50	1.0	66.3	66.3	68.5	71.2	75.5	78.5	79.8	78.0	73.6	85.0
010	Резервный дизель генератор CAT-500	688276.00	5117558.00	1.50	1.0	67.8	67.8	70.7	73.6	76.0	77.6	75.9	73.0	67.6	82.0
011	Установка 5600 ССНП Компрессор топливного газа ВД	684404.00	5114701.00	1.50	1.0	104.0	107.0	109.0	110.0	106.0	103.0	102.0	100.0	96.0	110.0
012	Установка грануляции серы GX-1	685704.00	5115146.00	1.50	1.0	87.9	87.9	87.0	80.5	75.0	70.7	66.4	61.6	57.3	78.0
013	Установка грануляции серы GX-2	685684.00	5115147.00	1.50	1.0	87.9	87.9	87.0	80.5	75.0	70.7	66.4	61.6	57.3	78.0
014	Установка грануляции серы GX-5	685622.00	5115148.00	1.50	1.0	87.9	87.9	87.0	80.5	75.0	70.7	66.4	61.6	57.3	78.0
015	Установка грануляции серы GX-3	685659.00	5115149.00	1.50	1.0	87.9	87.9	87.0	80.5	75.0	70.7	66.4	61.6	57.3	78.0
016	Установка грануляции серы GX-4	685640.00	5115150.00	1.50	1.0	87.9	87.9	87.0	80.5	75.0	70.7	66.4	61.6	57.3	78.0
017	Установка грануляции серы	685684.00	5115219.00	1.50	1.0	87.9	87.9	87.0	80.5	75.0	70.7	66.4	61.6	57.3	78.0
018	Узел крошения серы/Sulfur crushing point (экскаваторы)	684808.00	5115017.00	1.50	1.0	95.0	98.0	100.0	101.0	97.0	94.0	93.0	91.0	87.0	101.0
019	Узел погрузки серы в контейнеры	685040.00	5115073.00	1.50	1.0	95.0	98.0	100.0	101.0	97.0	94.0	93.0	91.0	87.0	101.0
020	Узел разгрузки в вагоны	685574.00	5115050.00	1.50	1.0	95.0	98.0	100.0	101.0	97.0	94.0	93.0	91.0	87.0	101.0
021	Погрузочно-разгрузочные работы серы низкого качества	685339.00	5114841.00	1.50	1.0	95.0	98.0	100.0	101.0	97.0	94.0	93.0	91.0	87.0	101.0
022	Резервный дизельный генератор РП2	686106.00	5115004.00	1.50	1.0	83.5	83.5	85.2	86.8	88.2	88.8	86.1	82.3	78.5	93.0
023	Резервный дизельный генератор РП3	686581.00	5114589.00	1.50	1.0	83.5	83.5	85.2	86.8	88.2	88.8	86.1	82.3	78.5	93.0
024	Резервный дизельный генератор ЦРП	685905.00	5115427.00	1.50	1.0	83.5	83.5	85.2	86.8	88.2	88.8	86.1	82.3	78.5	93.0
025	Воздушный компрессор Atlas Copco	686148.00	5114970.00	1.50	1.0	75.3	75.3	77.5	80.2	84.5	87.5	88.8	87.0	82.6	94.0
026	Воздушный компрессор Atlas Copco	686148.00	5114973.00	1.50	1.0	75.3	75.3	77.5	80.2	84.5	87.5	88.8	87.0	82.6	94.0
027	Воздушный компрессор Atlas Copco	686148.00	5114976.00	1.50	1.0	75.3	75.3	77.5	80.2	84.5	87.5	88.8	87.0	82.6	94.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
028	Воздушный компрессор Atlas Copco	686147.00	5115299.00	1.50	1.0	75.3	75.3	77.5	80.2	84.5	87.5	88.8	87.0	82.6	94.0
029	Воздушный компрессор Atlas Copco	686147.00	5115302.00	1.50	1.0	75.3	75.3	77.5	80.2	84.5	87.5	88.8	87.0	82.6	94.0
030	Воздушный компрессор Gianest Edilio Srl	686147.00	5115306.00	1.50	1.0	88.3	88.3	89.7	91.0	91.3	90.9	87.6	83.4	78.9	95.0
031	Резервный дизельный генератор РП1	686112.00	5114973.00	1.50	1.0	83.5	83.5	85.2	86.8	88.2	88.8	86.1	82.3	78.5	93.0
032	Газотурбоустановка ГТУ PG 6541	686658.00	5114336.00	1.50	1.0	84.3	84.3	86.5	89.2	93.5	96.5	97.8	96.0	91.6	103.0
033	Газотурбоустановка ГТУ PG 6541	686660.00	5114359.00	1.50	1.0	84.3	84.3	86.5	89.2	93.5	96.5	97.8	96.0	91.6	103.0
034	Дизельгенератор резервного электроснабжения	686719.00	5114358.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
035	Газотурбоустановка ГТУ PG 6541	686662.00	5114382.00	1.50	1.0	84.3	84.3	86.5	89.2	93.5	96.5	97.8	96.0	91.6	103.0
036	Start diesel ТГТЭС-2	686670.00	5114341.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
037	Start diesel ТГТЭС-2	686673.00	5114358.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
038	Start diesel ТГТЭС-2	686674.00	5114381.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
039	Дизельный привод пожарного насоса	688052.00	5114793.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
040	Компрессоры	686845.00	5113679.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
041	Дизельные генераторы	686485.00	5114415.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
042	Осветительные установки (дизель генераторы)	685411.00	5113541.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
043	Насосы на дизельном приводе	684633.00	5114949.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
044	ГТЭС Frame 9	686111.00	5113745.00	1.50	1.0	98.3	98.3	99.7	101.0	101.3	100.9	97.6	93.4	88.9	105.0
045	ГТЭС Frame 9	686118.00	5113673.00	1.50	1.0	98.3	98.3	99.7	101.0	101.3	100.9	97.6	93.4	88.9	105.0
046	U9200. Компрессор	686078.00	5113505.00	1.50	1.0	94.9	94.9	95.7	96.4	96.2	94.7	91.1	86.6	81.9	99.0
047	U9200. Компрессор	686090.00	5113480.00	1.50	1.0	94.9	94.9	95.7	96.4	96.2	94.7	91.1	86.6	81.9	99.0
048	ГТЭС/парогенератор-HRSG-1	686098.00	5113747.00	1.50	1.0	87.0	90.0	92.0	93.0	89.0	86.0	85.0	83.0	79.0	93.0
049	ГТЭС/парогенератор-HRSG-2	686090.00	5113678.00	1.50	1.0	87.0	90.0	92.0	93.0	89.0	86.0	85.0	83.0	79.0	93.0
050	Резервный ДГ AVK	686200.00	5113695.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
051	Резервный ДГ AVK	686212.00	5113696.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
052	U9200. Дизельный двигатель пожарного насоса	686081.00	5113500.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
053	Железнодорожная эстакада CRL-1	685210.00	5117210.00	1.50	7.5	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
054	Железнодорожная эстакада CRL-2	685476.00	5117664.00	1.50	7.5	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
055	Дизельный привод пожарного насоса № 1 (резерв)	685961.00	5116069.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
056	Дизельный привод пожарного насоса № 2 (резерв)	685962.00	5116064.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
057	Дизель генератор резервный (для связистов)	685935.00	5116072.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
058	Газотурбинная установка Фрейм 6 (ТГ6.1)	685969.00	5116766.00	1.50	1.0	104.0	107.0	109.0	110.0	106.0	103.0	102.0	100.0	96.0	110.0
059	Газотурбинная установка Фрейм 6 (ТГ6.2)	685984.00	5116770.00	1.50	1.0	104.0	107.0	109.0	110.0	106.0	103.0	102.0	100.0	96.0	110.0
060	Газотурбинная установка Фрейм 6 (ТГ6.3)	685997.00	5116768.00	1.50	1.0	104.0	107.0	109.0	110.0	106.0	103.0	102.0	100.0	96.0	110.0
061	Газотурбинная установка Фрейм 6 (ТГ6.4)	686012.00	5116770.00	1.50	1.0	104.0	107.0	109.0	110.0	106.0	103.0	102.0	100.0	96.0	110.0
062	ДГРЭС №1	685963.00	5116674.00	1.50	1.0	88.2	88.2	90.8	88.7	85.2	81.4	75.9	70.0	62.9	87.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
063	Стартовый дизель турбины	685977.00	5116760.00	1.50	1.0	92.0	92.0	93.6	94.1	92.6	90.3	86.5	81.3	76.0	95.0
064	Стартовый дизель турбины	685990.00	5116760.00	1.50	1.0	92.0	92.0	93.6	94.1	92.6	90.3	86.5	81.3	76.0	95.0
065	Стартовый дизель турбины	686006.00	5116760.00	1.50	1.0	92.0	92.0	93.6	94.1	92.6	90.3	86.5	81.3	76.0	95.0
066	Стартовый дизель турбины	686018.00	5116760.00	1.50	1.0	92.0	92.0	93.6	94.1	92.6	90.3	86.5	81.3	76.0	95.0
067	ДГ РЭС	684082.00	5118924.00	1.50	1.0	88.2	88.2	90.8	88.7	85.2	81.4	75.9	70.0	62.9	87.0
068	Дизельгенератор резервного электроснабжения	683590.00	5118914.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
069	Дизельгенератор резервный	684558.00	5119035.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
070	Компрессор (бетонный завод)	684544.00	5118919.00	1.50	1.0	97.2	97.2	97.3	95.2	91.0	87.3	81.9	76.2	70.2	93.0
071	Компрессор (База гравия)	684459.00	5118756.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
072	Дизельгенератор резервного электроснабжения	683590.00	5118914.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
073	Дизельгенератор резервного электроснабжения	683590.00	5118914.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
074	Дизпривод пожарного насоса	683590.00	5118914.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
075	Дизельгенератор резервного электроснабжения	683590.00	5118914.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
076	Дизельный генератор	683290.00	5120375.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
077	Двигатели спецтехники (База гравия, бетонный завод)	684555.00	5119010.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
078	Генератор GEN Power	686120.00	5118439.00	1.50	1.0	82.9	82.9	83.7	84.4	84.2	82.7	79.1	74.6	69.9	87.0
079	Дизельные генераторы	685887.00	5118332.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
080	Дизельный генератор	685947.00	5118272.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
081	Дизельный генератор	685947.00	5118273.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
082	Дизельный генератор	685947.00	5118274.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
083	Стоянка спецтехники на 25 авт.	686136.00	5118391.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
084	Стоянка спецтехники на 21 авт.	686161.00	5118495.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
085	Стоянка спецтехники на 21 авт.	686156.00	5118479.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
086	Передвижной сварочный агрегат	686171.00	5118234.00	1.50	1.0	86.3	86.3	87.7	89.0	89.3	88.9	85.6	81.4	76.9	93.0
087	Дизельгенератор резервного электроснабжения	688012.00	5130938.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
088	Дизельгенератор резервного электроснабжения	687958.00	5130763.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
089	Дизельгенератор резервного электроснабжения	687989.00	5130939.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
090	Дизельгенератор резервного электроснабжения	688179.00	5130904.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
091	Дизельгенератор резервного электроснабжения	687974.00	5130863.00	1.50	1.0	86.2	86.2	88.8	86.7	83.2	79.4	73.9	68.0	60.9	85.0
092	Дизельгенератор резервного электроснабжения радиомаяка	687569.00	5131476.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
093	Дизельный привод для пожарного насоса	688089.00	5130794.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
094	Дизель генератор (для запуска двигателя самолета)	687682.00	5130766.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
095	Дизельный генератор	687745.00	5131135.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
096	Дизельный кондиционер ACU-302-H-CUP	687741.00	5131019.00	1.50	1.0	68.6	68.6	70.3	71.9	73.3	73.9	71.2	67.4	63.6	78.0
097	Дизельный генератор	688112.00	5130816.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
098	Дизельгенератор прачечной ПТШО	684144.00	5118898.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
099	Дизельный генератор Teksan	688133.00	5131060.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
100	Дизельный генератор	684090.00	5119008.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
101	Автостоянка	688335.00	5130975.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
102	Двигатель силовой установки Halmatro	685091.00	5115708.00	1.50	1.0	71.6	71.6	73.3	74.9	76.3	76.9	74.2	70.4	66.6	81.0
103	Осветительная установка №1	685101.00	5115704.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
104	Осветительная установка №2	685009.00	5115715.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
105	Дизельный привод насоса для перекачки технических жидкостей	685090.00	5115707.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
106	Дизельный привод насоса для пожаротушения	685095.00	5115707.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
107	Дизельный привод насоса	685092.00	5115701.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
108	Генератор	685096.00	5115696.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
109	Дизпривод осветительной мачты	689729.00	5122788.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
110	Дизпривод осветительной мачты	690072.00	5122592.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
111	Дизпривод камнедробилки старая	689747.00	5122759.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
112	Дизпривод осветительной мачты	690236.00	5122738.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
113	Древесная дробилка Tana	689699.00	5122765.00	1.50	1.0	65.6	65.6	67.3	68.9	70.3	70.9	68.2	64.4	60.6	75.0
114	Моечная машина Karcher HDS 9/50	690374.00	5122428.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
115	Спецтехника	689796.00	5122805.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.5
116	Участок дробления бетонных отходов	689747.00	5122759.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
117	Генератор Genetech КТЛ СБК	685662.00	5114925.00	1.50	1.0	57.3	57.3	59.5	62.2	66.5	69.5	70.8	69.0	64.6	76.0
118	Генератор SG Wilson 18207 КТЛ 600	686210.00	5113882.00	1.50	1.0	63.8	63.8	66.7	69.6	72.0	73.6	71.9	69.0	63.6	78.0
119	Генератор Genetech 7702 Балканы	685959.00	5115288.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
120	Генератор/Generator (SGP)	686210.00	5113882.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
121	Генератор/Generator (SGP)	686191.00	5113592.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
122	Генератор/Generator (SGP)	685661.00	5105102.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
123	ДГ РЭС (КУ №4)	688674.00	5130711.00	1.50	1.0	88.2	88.2	90.8	88.7	85.2	81.4	75.9	70.0	62.9	87.0
124	ДГ РЭС (КУ №2)	688386.00	5131613.00	1.50	1.0	88.2	88.2	90.8	88.7	85.2	81.4	75.9	70.0	62.9	87.0
125	ДГ РЭС (КУ №1)	688392.00	5131603.00	1.50	1.0	88.2	88.2	90.8	88.7	85.2	81.4	75.9	70.0	62.9	87.0
126	ДГ РЭС (КУ №3)	688686.00	5130711.00	1.50	1.0	88.2	88.2	90.8	88.7	85.2	81.4	75.9	70.0	62.9	87.0
127	Газогенератор (резервный)	688370.00	5131612.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
128	Газогенератор (резервный)	688355.00	5131613.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
129	Дизельный привод пожарного насоса	688373.00	5132214.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
130	Дизельгенератор	688203.00	5131592.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
131	Осветительная мачта	688216.00	5131596.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
132	Осветительная мачта	688223.00	5131597.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
133	Дизельный генератор	687820.00	5132148.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
134	Дизельный генератор	687825.00	5132149.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
135	Автостоянка на 300 автомобилей	688333.00	5131554.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
136	Автостоянка	688417.00	5131810.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
137	Спецтехника	687188.00	5131558.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	90.0
138	Аварийный генератор. Станция Тенгиз	686090.00	5120052.00	1.50	1.0	79.6	79.6	81.3	82.9	84.3	84.9	82.2	78.4	74.6	89.0
139	Аварийный генератор 94 км.	687642.00	5122693.00	1.50	1.0	79.6	79.6	81.3	82.9	84.3	84.9	82.2	78.4	74.6	89.0
140	Аварийный генератор. Разъезд 92.	687862.00	5124864.00	1.50	1.0	79.6	79.6	81.3	82.9	84.3	84.9	82.2	78.4	74.6	89.0
141	Аварийный генератор. Разъезд Каратон.	689846.00	5136720.00	1.50	1.0	79.6	79.6	81.3	82.9	84.3	84.9	82.2	78.4	74.6	89.0
142	Дизельгенератор резервного электроснабжения. Разъезд 52	700314.00	5164473.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
143	Дизельный привод пожарного насоса	700325.00	5164494.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
144	Дизельгенератор резервного электроснабжения. Разъезд Косчагыл	709823.00	5189571.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
145	Дизельгенератор резервного электроснабжения. Разъезд 10 км	718509.00	5196909.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
146	Дизельгенератор резервного электроснабжения. Разъезд 8	721862.00	5198690.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
147	ТЭМ 2- Маневровые	686550.00	5120647.00	1.50	1.0	95.8	95.8	87.2	87.0	90.5	87.8	86.0	80.9	71.2	93.0
148	ТЭМ 18 – Поездные	686353.00	5120630.00	1.50	1.0	93.8	93.8	85.2	85.0	88.5	85.8	84.0	78.9	69.2	91.0
149	ТЭМ 2 - Тепловозы маневровые	686353.00	5120630.00	1.50	1.0	95.8	95.8	87.2	87.0	90.5	87.8	86.0	80.9	71.2	93.0
150	ТЭМ 18 - Тепловозы Поездные	686353.00	5120630.00	0.00	1.0	93.8	93.8	85.2	85.0	88.5	85.8	84.0	78.9	69.2	91.0
151	Дизпривод пожарного насоса (8 разъезд)	723910.00	5199805.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
152	Дизельный генератор	686370.00	5120542.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
153	Спецтехника	686371.00	5120538.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
154	Дизель генератор (резервный в лаборатории)	683896.00	5119646.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
155	Дизель генератор (резервный)	684051.00	5119449.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
156	Дизпривод сварочного агрегата	683626.00	5119582.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
157	Дизпривод сварочного агрегата	683625.00	5119573.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
158	Дизпривод сварочного агрегата	683624.00	5119566.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
159	Дизельный генератор	683626.00	5119590.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
160	Дизельный генератор	683626.00	5119590.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
161	Стоянка автотранспорта	683548.00	5119441.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
162	Стоянка автотранспорта	683787.00	5119432.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
163	Стоянка автотранспорта	684047.00	5119666.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
164	Стоянка автотранспорта	683833.00	5119679.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
165	Стоянка автотранспорта	683975.00	5119642.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
166	Дизельный привод пожарного насоса	684988.00	5127760.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
167	Осветительная установка	684994.00	5127743.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
168	Дизельный генератор (резервный)	684903.00	5127779.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
169	Дизельгенератор	684919.00	5127795.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
170	Работа автотранспорта	691495.00	5116630.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	90.0
171	Спецтехника	693111.00	5115846.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	90.0
172	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130598.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
173	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130669.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
174	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130220.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
175	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130609.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
176	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130619.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
177	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130629.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
178	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130618.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
179	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130608.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
180	Резервный дизельный генератор	687717.00	5130598.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
181	Дизельный генератор пожарного насоса	687717.00	5130599.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
182	Резервный ДГ ОЦУП ВП Оркен	688158.00	5130512.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
183	Дизельный генератор	687717.00	5130605.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
184	Дизельный генератор	687717.00	5130600.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
185	Дизельный генератор	687717.00	5130200.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
186	Дизельный генератор (Aggreko)	688015.00	5130265.00	1.50	1.0	74.3	74.3	75.7	77.0	77.3	76.9	73.6	69.4	64.9	81.0
187	Дизельный генератор (Aggreko)	688010.00	5130260.00	1.50	1.0	74.3	74.3	75.7	77.0	77.3	76.9	73.6	69.4	64.9	81.0
188	Парковка для автомобилей	687717.00	5130246.00	1.50	7.5	89.0	89.0	86.0	86.0	95.0	92.0	84.0	78.0	71.0	95.0
189	Осветительная мачта Atlas Copco QLT M10. ПБР	683715.00	5114361.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
190	Осветительная мачта Atlas Copco QLT M10. ПБР	683439.00	5114334.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
191	Дизельгенератор MTU	682577.00	5117484.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
192	Дизельгенератор MTU	682570.00	5117484.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
193	Дизельгенератор MTU	682566.00	5117484.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
194	Дизельгенератор MTU	682562.00	5117482.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
195	Дизельный генератор 50-GP-7307 B	682696.00	5117731.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
196	Дизельный генератор 50-PU-7307	682402.00	5117634.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
197	Дизельный генератор 50-PU-7310	682404.00	5117628.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
198	Дизельный генератор 50-GP-7301A	682582.00	5117858.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
199	Дизельный генератор 50-GP-7301B	682582.00	5117860.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
200	Дизельный генератор 50-DG-7303	681808.00	5115426.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
201	Дизельный генератор 50-DG-7304	681799.00	5115427.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
202	Дизельный генератор 50-GP-7305A	682274.00	5116940.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
203	Дизельный генератор 50-GP-7305B	682281.00	5116940.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
204	Дизельный генератор 50-GP-7302	682126.00	5116866.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
205	Дизельный генератор 40-PU-0003	682271.00	5116941.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
206	Дизельный генератор GEN-0001-16445	682025.00	5116833.00	1.50	1.0	82.9	82.9	83.7	84.4	84.2	82.7	79.1	74.6	69.9	87.0
207	Дизельный генератор 50-GP-73001	682835.00	5117408.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
208	Дизельный генератор 50-GP-73003	682830.00	5117409.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
209	Дизельный генератор 50-GP-7309A	682232.00	5116725.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
210	Дизельный генератор 50-GP-7309B	682241.00	5116723.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
211	Дизельный генератор 50-PU-7305	682560.00	5117516.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
212	Дизельный генератор LNA02069	682560.00	5117516.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
213	Дизельгенератор AKSA	682283.00	5116935.00	1.50	1.0	84.3	84.3	85.7	87.0	87.3	86.9	83.6	79.4	74.9	91.0
214	Дизельгенератор AKSA	682283.00	5116935.00	1.50	1.0	84.3	84.3	85.7	87.0	87.3	86.9	83.6	79.4	74.9	91.0
215	Дизельгенератор	682629.00	5117863.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
216	Дизельгенератор	682629.00	5117863.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
217	Дизельгенератор CAT	682712.00	5117711.00	1.50	1.0	82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0
218	Дизельгенератор	682130.00	5117384.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
219	Дизельгенератор	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
220	Осветительная мачта WANCO LIGHT PLANT	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	79.9	79.9	80.7	81.4	81.2	79.7	76.1	71.6	66.9	84.0
221	Осветительная мачта WANCO LIGHT PLANT	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	79.9	79.9	80.7	81.4	81.2	79.7	76.1	71.6	66.9	84.0
222	Осветительная мачта WANCO LIGHT PLANT	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	79.9	79.9	80.7	81.4	81.2	79.7	76.1	71.6	66.9	84.0
223	Осветительная мачта WANCO LIGHT PLANT	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	79.9	79.9	80.7	81.4	81.2	79.7	76.1	71.6	66.9	84.0
224	Генератор CAT C15 500	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0
225	Дизельный генератор GEN-0007	682025.00	5116833.00	1.50	1.0	82.9	82.9	83.7	84.4	84.2	82.7	79.1	74.6	69.9	87.0
226	Дизельный генератор 60-7600-GP-001	682233.00	5116726.00	1.50	1.0	73.8	73.8	76.7	79.6	82.0	83.6	81.9	79.0	73.6	88.0
227	Дизельный генератор 60-7600-GP-002	682227.00	5116744.00	1.50	1.0	73.8	73.8	76.7	79.6	82.0	83.6	81.9	79.0	73.6	88.0
228	Генератор	682274.00	5117773.00	1.50	1.0	76.8	76.8	79.7	82.6	85.0	86.6	84.9	82.0	76.6	91.0
229	Генератор (аварийный)	682270.00	5117778.00	1.50	1.0	76.8	76.8	79.7	82.6	85.0	86.6	84.9	82.0	76.6	91.0
230	Компрессор	682270.00	5117778.00	1.50	1.0	76.3	76.3	78.5	81.2	85.5	88.5	89.8	88.0	83.6	95.0
231	Дизель генератор (аварийный)	682270.00	5117778.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
232	Генератор	682270.00	5117778.00	1.50	1.0	76.8	76.8	79.7	82.6	85.0	86.6	84.9	82.0	76.6	91.0
233	Резервный дизгенератор 59-PU-3301.1	686234.00	5115987.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
234	Резервный дизгенератор 59-PU-3301.2	686237.00	5115987.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
235	Дизельгенератор 51-GP-002	688203.00	5117543.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
236	Дизельгенератор 51-GP-001	688247.00	5117625.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
237	Дизельгенератор 51-GP-003	688260.00	5117548.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
238	Дизельный генератор 51-GP-7325	675233.00	5106324.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
239	Дизельный генератор 51-GP-7326	675233.00	5106333.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
240	Дизельный генератор 51-GP-7327	675313.00	5106285.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
241	Дизельный генератор 51-GP-7329	683266.00	5097937.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
242	Дизельгенератор	683271.00	5097933.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
243	Дизельгенератор	683271.00	5097933.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
244	ТГТС-4. Газотурбинная установка-9401.1	683460.00	5111460.00	1.50	1.0	103.6	103.6	105.3	106.9	108.3	108.9	106.2	102.4	98.6	113.0
245	ТГТС-4. Газотурбинная установка-9401.2	683461.00	5111570.00	1.50	1.0	103.6	103.6	105.3	106.9	108.3	108.9	106.2	102.4	98.6	113.0
246	ТГТС-4. Газотурбинная установка-9401.3	683458.00	5111670.00	1.50	1.0	103.6	103.6	105.3	106.9	108.3	108.9	106.2	102.4	98.6	113.0
247	ТГТС-4. Газотурбинная установка-9401.4	683458.00	5111780.00	1.50	1.0	103.6	103.6	105.3	106.9	108.3	108.9	106.2	102.4	98.6	113.0
248	ТГТС-4. Газотурбинная установка-9401.5	683457.00	5111900.00	1.50	1.0	103.6	103.6	105.3	106.9	108.3	108.9	106.2	102.4	98.6	113.0
249	Дизельный генератор 51-GP-7301	683751.00	5110815.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
250	Дизельный генератор 51-GP-7302	683760.00	5110811.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
251	Дизельный генератор 51-GP-7303	683768.00	5110813.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
252	Дизельный генератор 51-GP-7304	683778.00	5110812.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
253	Дизельный генератор 51-GP-7309	683090.00	5112017.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
254	Дизельный генератор 51-GP-7311	683110.00	5112016.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
255	Дизельный генератор 51-GP-7312	683125.00	5112010.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
256	Дизельный генератор 51-GP-7314	682266.00	5110958.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
257	Дизельный генератор 51-GP-7316	682245.00	5110966.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
258	Дизельный генератор 51-GP-7317	682234.00	5110963.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
259	Дизельный генератор 51-GP-7318	682221.00	5110961.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
260	Дизельный генератор 51-GP-7306	683691.00	5111667.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
261	Дизельный генератор 51-GP-7307	683687.00	5111672.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
262	ТГТС-4.Дизельный генератор резервного электроснабжения	683596.00	5111640.00	1.50	1.0	83.6	83.6	85.3	86.9	88.3	88.9	86.2	82.4	78.6	93.0
263	ТГТС-4.Дизельный генератор резервного электроснабжения	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	83.6	83.6	85.3	86.9	88.3	88.9	86.2	82.4	78.6	93.0
264	ТГТС-4.Дизельный генератор резервного электроснабжения	683596.00	5111620.00	1.50	1.0	83.6	83.6	85.3	86.9	88.3	88.9	86.2	82.4	78.6	93.0
265	ТГТС-4.Дизельный генератор резервного электроснабжения	683596.00	5111610.00	1.50	1.0	83.6	83.6	85.3	86.9	88.3	88.9	86.2	82.4	78.6	93.0
266	ТГТС-4.Дизельный генератор резервного электроснабжения	683596.00	5111600.00	1.50	1.0	83.6	83.6	85.3	86.9	88.3	88.9	86.2	82.4	78.6	93.0
267	U-9200. Дизельный привод пожарного насоса (43-G-9205 A)	682953.00	5111450.00	1.50	1.0	86.9	86.9	87.7	88.4	88.2	86.7	83.1	78.6	73.9	91.0
268	U-9200. Дизельный привод пожарного насоса (43-G-9205 B)	682953.00	5111450.00	1.50	1.0	86.9	86.9	87.7	88.4	88.2	86.7	83.1	78.6	73.9	91.0
269	U-9200. Дизельный привод пожарного насоса (43-G-9205 C)	682953.00	5111450.00	1.50	1.0	86.9	86.9	87.7	88.4	88.2	86.7	83.1	78.6	73.9	91.0
270	Дизельный генератор 51-GP-73108	683525.00	5112028.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
271	Дизельный генератор 51-GP-73107	683508.00	5112030.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
272	Дизельный генератор 51-GP-73004	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
273	Дизельный генератор 52-PU-3302.1	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
274	Дизельный генератор 52-PU-3302.2	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
275	Дизельный генератор 52-PU-3302.3	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
276	Дизельный генератор 52-PU-3302.4	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
277	Дизельный генератор 52-PU-3302.5	683596.00	5111630.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
278	Дизельный генератор 51-GP-7310	683090.00	5112017.00	1.50	1.0	74.8	74.8	77.7	80.6	83.0	84.6	82.9	80.0	74.6	89.0
279	Временный дизельный генератор 41EEO0104	682695.00	5111450.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
280	Временный дизельный генератор 42EEO0301	682695.00	5111450.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
281	Временный дизельный генератор 50OB4001	682695.00	5111450.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
282	Временный дизельный генератор M802	682695.00	5111450.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
283	Временный дизельный генератор 52PU9401.5	682695.00	5111450.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
284	Временный дизельный генератор Satellite Offices	683492.00	5110822.00	1.50	1.0	67.6	67.6	69.3	70.9	72.3	72.9	70.2	66.4	62.6	77.0
285	Временный дизельный генератор Satellite Offices	683492.00	5110822.00	1.50	1.0	67.6	67.6	69.3	70.9	72.3	72.9	70.2	66.4	62.6	77.0
286	Временный дизельный генератор Satellite Offices	683392.00	5110788.00	1.50	1.0	67.6	67.6	69.3	70.9	72.3	72.9	70.2	66.4	62.6	77.0
287	Временный дизельный генератор Satellite Offices	682695.00	5111450.00	1.50	1.0	67.6	67.6	69.3	70.9	72.3	72.9	70.2	66.4	62.6	77.0
288	Временный дизельный генератор Satellite Offices	683447.00	5110792.00	1.50	1.0	67.6	67.6	69.3	70.9	72.3	72.9	70.2	66.4	62.6	77.0
289	Временный дизельный генератор Satellite Offices	683447.00	5110792.00	1.50	1.0	67.6	67.6	69.3	70.9	72.3	72.9	70.2	66.4	62.6	77.0
290	Временный дизельный генератор General Purpose	683498.00	5110795.00	1.50	1.0	63.6	63.6	65.3	66.9	68.3	68.9	66.2	62.4	58.6	73.0
291	Временный дизельный генератор General Purpose	683498.00	5110795.00	1.50	1.0	63.6	63.6	65.3	66.9	68.3	68.9	66.2	62.4	58.6	73.0
292	Временный дизельный генератор General Purpose	683498.00	5110795.00	1.50	1.0	63.6	63.6	65.3	66.9	68.3	68.9	66.2	62.4	58.6	73.0
293	Дизельный генератор 45-GP-7301	683717.00	5102447.00	1.50	1.0	69.6	69.6	71.3	72.9	74.3	74.9	72.2	68.4	64.6	79.0
294	Дизельный генератор 45-GP-7302	683709.00	5102444.00	1.50	1.0	69.6	69.6	71.3	72.9	74.3	74.9	72.2	68.4	64.6	79.0
295	Дизельный генератор 45-GP-7303	683699.00	5102446.00	1.50	1.0	69.6	69.6	71.3	72.9	74.3	74.9	72.2	68.4	64.6	79.0
296	Дизельный генератор 47-GP-7302	683551.00	5103453.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
297	Дизельный генератор 47-GP-7303	683355.00	5102313.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
298	Дизельный генератор 47-GP-7304	683298.00	5103815.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
299	Дизельный генератор 57-GP-7307 A	683198.00	5102860.00	1.50	1.0	73.6	73.6	75.3	76.9	78.3	78.9	76.2	72.4	68.6	83.0
300	Дизельный генератор 57-GP-7301	682836.00	5103328.00	1.50	1.0	73.6	73.6	75.3	76.9	78.3	78.9	76.2	72.4	68.6	83.0
301	Дизельный привод пожарного насоса 45-G-9208	683245.00	5102801.00	1.50	1.0	71.6	71.6	73.3	74.9	76.3	76.9	74.2	70.4	66.6	81.0
302	Дизельный генератор 45-PU-3301.1	683220.00	5102811.00	1.50	1.0	68.6	68.6	70.3	71.9	73.3	73.9	71.2	67.4	63.6	78.0
303	Дизельный генератор 45-PU-3301.2	683247.00	5102858.00	1.50	1.0	68.6	68.6	70.3	71.9	73.3	73.9	71.2	67.4	63.6	78.0
304	Дизельный генератор 45-PU-3301.3	683247.00	5102858.00	1.50	1.0	68.6	68.6	70.3	71.9	73.3	73.9	71.2	67.4	63.6	78.0
305	Резервный диз. Генератор 3GI	683820.00	5102848.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
306	Резервный диз. Генератор 3GI	683829.00	5102868.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
307	Резервный диз. Генератор 3GI	683836.00	5102884.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
308	Резервный диз. Генератор 3GI	683808.00	5102873.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
309	Резервный диз.генератор полевого офиса	683866.00	5102885.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
310	Дизельный генератор	683868.00	5102871.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
311	Дизельный генератор 57-GP-7301	682836.00	5103328.00	1.50	1.0	73.6	73.6	75.3	76.9	78.3	78.9	76.2	72.4	68.6	83.0
312	Дизельный генератор 57-GP-7302	683303.00	5103824.00	1.50	1.0	73.6	73.6	75.3	76.9	78.3	78.9	76.2	72.4	68.6	83.0
313	Дизельный генератор 57-GP-7301	682836.00	5103328.00	1.50	1.0	73.6	73.6	75.3	76.9	78.3	78.9	76.2	72.4	68.6	83.0
314	Дизельный генератор 45-GP-7301	683191.00	5102863.00	1.50	1.0	69.6	69.6	71.3	72.9	74.3	74.9	72.2	68.4	64.6	79.0
315	Временный дизельный генератор 47-EEO-2901	683417.00	5103676.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
316	Временный дизельный генератор 47-EEO-2911	683417.00	5103676.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
317	Временный дизельный генератор 47-EEO-2912	683417.00	5103676.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
318	Временный дизельный генератор 47-EEO-2912	683417.00	5103676.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
319	Дизельный генератор	699789.00	5120502.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
320	Газопоршневой генератор	699789.00	5120502.00	1.50	1.0	75.6	75.6	77.3	78.9	80.3	80.9	78.2	74.4	70.6	85.0
321	Дизельный генератор	699789.00	5120502.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
322	Дизельный генератор	685312.00	5104654.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
323	Дизельный генератор	685312.00	5104654.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
324	Дизельный генератор	697655.00	5107280.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
325	Дизельный генератор	686537.00	5103248.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
326	Дизельный генератор AKSA	686537.00	5103248.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
327	Дизельные генераторы	686537.00	5103248.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
328	Дизельные генераторы	686537.00	5103248.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
329	Генератор Teksan	691270.00	5103750.00	1.50	1.0	75.6	75.6	77.3	78.9	80.3	80.9	78.2	74.4	70.6	85.0
330	Дизельные генераторы	695048.00	5105622.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
331	ДЭС	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
332	ДЭС	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
333	ДЭС	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
334	ДЭС	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
335	ДЭС	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
336	ДЭС	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
337	Дизельный генератор осветительной мачты	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
338	Компрессор	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
339	Компрессор	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
340	Дизельный генератор. Трубогибная машина	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
341	Дизельный генератор. Установка ГНБ	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
342	Дизельный нагреватель	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
343	Дизельный нагреватель	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
344	Двигатель осветительной мачты	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
345	Дизельный генератор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
346	Компрессор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
347	Дизельный двигатель. Виброплита	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
348	Дизельные нагреватели	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
349	Дизельный генератор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
350	Компрессор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
351	Дизельный генератор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
352	Дизельный генератор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
353	Дизельный генератор	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
354	Дизельный двигатель	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
355	Дизельные нагреватели	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
356	Дизельные нагреватели	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
357	Дизельные нагреватели	691488.00	5107011.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
358	Диз. Двигатель	688549.00	5105744.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
359	Диз. Двигатель	688542.00	5105744.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
360	Дизельный генератор пусковой/резервный	688538.00	5105747.00	1.50	1.0	71.6	71.6	73.3	74.9	76.3	76.9	74.2	70.4	66.6	81.0
361	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом	688506.00	5105691.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
362	Двигатель холодного запуска компрессора	688514.00	5105735.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
363	Двигатель Передвижного Сварочного агрегата	688494.00	5105731.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
364	Двигатель компрессора	688514.00	5105735.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
365	Двигатель пожарного насоса	688518.00	5105709.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
366	Насос с дизельным приводом	688512.00	5105755.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
367	Дизельный генератор осветительной мачты	688524.00	5105709.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
368	Двигатели Аппарата высокого давления	688514.00	5105735.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
369	Буровые насосы с дизельным приводом	688514.00	5105735.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
370	Винтовой воздушный компрессор	688514.00	5105735.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
371	Дизельный генератор для лагеря	688543.00	5105719.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
372	Насос с дизельным приводом	688512.00	5105755.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
373	Диз. Двигатель	682349.00	5102299.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
374	Диз. Двигатель	682345.00	5102301.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
375	Резервная дизельная установка	682331.00	5102306.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
376	Двигатель Передвижного Сварочного агрегата	682372.00	5102191.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
377	Дизельный привод водяного насоса	682413.00	5102344.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
378	Пожарный - Водяной насос с дизельным приводом	682388.00	5102279.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
379	Дизельный генератор осветительной мачты	682398.00	5102285.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
380	Дизельные генераторы для лагеря	682370.00	5102229.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
381	Двигатель Передвижного Сварочного агрегата	681372.00	5102191.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
382	Буровой насос с дизельным приводом	681413.00	5102344.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
383	Дизельный генератор осветительной мачты	681398.00	5102285.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
384	Двигатель Аппарата высокого давления	681318.00	5102271.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
385	Дизельный генератор	681331.00	5102306.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
386	Дизельный генератор	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
387	Передвижной Сварочный агрегат	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
388	Двигатель Аппарата высокого давления	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
389	Двигатель Аппарата высокого давления	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
390	Двигатель Аппарата высокого давления	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
391	Передвижной Сварочный агрегат	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
392	Передвижной Сварочный агрегат	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
393	Дизельный генератор осветительной мачты	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
394	Дизельный генератор осветительной мачты	687061.00	5104580.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
395	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
396	Воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
397	Воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
398	Дизельный насос	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
399	Дизельный двигатель контейнера	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
400	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
401	Дизельный воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
402	Дизельный генератор Atlas Copco	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
403	Дизельный генератор осветительной мачты Atlas Copco	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
404	Дизельный генератор Atlas Copco	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
405	Насос с дизельным приводом	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
406	Воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
407	Воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
408	Дизельный генератор CAT	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
409	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
410	Дизельный воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
411	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
412	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
413	Дизельный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
414	Дизельный двигатель смесителя	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
415	Дизельный насос	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
416	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
417	Дизельный генератор осветительной мачты Atlas Copco	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
418	Дизельный генератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
419	Дизельный генератор осветительной мачты	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
420	Компрессор ХАС 97	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	86.3	86.3	87.7	89.0	89.3	88.9	85.6	81.4	76.9	93.0
421	Дизельные нагреватели	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
422	Дизельный насос	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
423	Воздушный компрессор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
424	Электрогенератор	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
425	Дизельные нагреватели	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
426	Дизельный генератор (МЗР)	680290.00	5102188.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
427	Дизельный генератор	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
428	Дизельный генератор	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
429	Дизельный генератор	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
430	Виброплита (Compactor)	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
431	Дизельный генератор осветительной мачты	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
432	Дизельный генератор компрессора	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
433	Дизельный насос	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
434	Дизельный генератор CUMMINS	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	64.6	64.6	66.3	67.9	69.3	69.9	67.2	63.4	59.6	74.0
435	Дизельный сварочный генератор	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
436	Виброплита	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
437	Дизельные нагреватели	676991.00	5105014.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
438	Дизельный генератор	685238.00	5108487.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
439	Дизельный генератор	685238.00	5108487.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
440	Дизельный генератор	685238.00	5108487.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
441	Дизельный генератор	685238.00	5108487.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
442	Дизельный компрессор – 10 шт.	689926.00	5107185.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
443	Генератор	689926.00	5107185.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
444	Дизельный двигатель экстратора трубных пучков	689926.00	5107185.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
445	Дизельный двигатель буровой установки	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	87.3	87.3	88.7	90.0	90.3	89.9	86.6	82.4	77.9	94.0
446	Дизельный двигатель буровой установки	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	87.3	87.3	88.7	90.0	90.3	89.9	86.6	82.4	77.9	94.0
447	Дизельный двигатель буровой установки	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	87.3	87.3	88.7	90.0	90.3	89.9	86.6	82.4	77.9	94.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
448	Дизельный двигатель буровой установки	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	87.3	87.3	88.7	90.0	90.3	89.9	86.6	82.4	77.9	94.0
449	Дизельный двигатель буровой установки	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	87.3	87.3	88.7	90.0	90.3	89.9	86.6	82.4	77.9	94.0
450	Дизельный генератор	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
451	Дизельный генератор	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
452	Дизельный генератор	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
453	Бензиновый генератор	687100.00	5107102.00	1.50	1.0	65.3	65.3	66.7	68.0	68.3	67.9	64.6	60.4	55.9	72.0
454	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
455	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
456	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
457	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
458	Дизельный генератор	689700.00	5100950.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
459	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
460	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
461	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
462	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
463	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
464	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
465	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
466	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
467	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
468	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
469	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
470	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
471	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
472	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
473	Сварочный аппарат на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
474	Сварочный аппарат на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
475	Сварочный аппарат на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
476	Буровые работы	698305.00	5119722.00	1.50	7.5	85.6	85.6	87.3	88.9	90.3	90.9	88.2	84.4	80.6	95.0
477	Свайные работы	698305.00	5119722.00	1.50	7.5	83.3	83.3	85.5	88.2	92.5	95.5	96.8	95.0	90.6	102.0
478	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
479	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
480	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
481	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
482	Генератор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
483	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50											
483	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
484	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
485	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
486	Компрессор	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
487	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
488	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
489	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50											
489	Осветительная мачта	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
490	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
491	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
492	Насос на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
493	Сварочный аппарат на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
494	Сварочный аппарат на дизельном приводе	698305.00	5119722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
495	Буровые работы	698305.00	5119722.00	1.50	7.5	85.6	85.6	87.3	88.9	90.3	90.9	88.2	84.4	80.6	95.0
496	Свайные работы	698305.00	5119722.00	1.50	7.5	83.3	83.3	85.5	88.2	92.5	95.5	96.8	95.0	90.6	102.0
497	Дизельный генератор	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
498	Дизельный генератор	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
499	Дизельный генератор	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
500	Дизельный генератор	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
501	Дизельный генератор	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
502	Дизельный генератор осветительной мачты	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
503	Дизельный генератор осветительной мачты	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
504	Дизельный генератор осветительной мачты	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
505	Дизельный генератор осветительной мачты KATANA	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
506	Дизельные генераторы осветительной мачты	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
507	Дизельные генераторы поршневых насосов	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	79.6	79.6	81.3	82.9	84.3	84.9	82.2	78.4	74.6	89.0
508	Дизельный генератор виброплиты	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
509	Дизельный генератор вибротрамбовки	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	84.3	84.3	85.7	87.0	87.3	86.9	83.6	79.4	74.9	91.0
510	Дизельный нагреватель	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
511	Дизель-генераторная установка AKSA	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	81.6	81.6	83.3	84.9	86.3	86.9	84.2	80.4	76.6	91.0
512	Дизель генератор ADD POWER	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	87.3	87.3	88.7	90.0	90.3	89.9	86.6	82.4	77.9	94.0
513	Дизельный генератор Alteco	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
514	Дизельный нагреватель Ballu	684495.00	5102460.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
515	Дизельный генератор	688573.00	5105761.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
516	Дизельный генератор	688573.00	5105761.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
517	Дизельный генератор	695567.00	5121122.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
518	Дизельный генератор	695567.00	5121122.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
519	Компрессор	695567.00	5121122.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
520	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
521	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
522	Дизельный генератор сварочного агрегата	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
523	Дизельный генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
524	Дизельный генератор Осветительная мачта	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
525	Воздушный компрессор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
526	Генератор	692254.00	5105097.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
527	Дизельный генератор	690970.00	5099180.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
528	Дизельный генератор	695500.00	5097477.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
529	Компрессор	695500.00	5097477.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
530	Двигатель осветительной мачты	695500.00	5097477.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
531	Дизельный компрессор	699640.00	5120024.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
532	Дизельная мотопомпа	699640.00	5120024.00	1.50	1.0	72.3	72.3	73.7	75.0	75.3	74.9	71.6	67.4	62.9	79.0
533	Генератор	688050.00	5102833.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
534	Генератор	687483.00	5110622.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
535	Дизельный генератор	686113.00	5103140.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
536	Компрессор	686113.00	5103140.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
537	Компрессор	686113.00	5103140.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
538	Компрессор	686113.00	5103140.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
539	Дизельный генератор	686113.00	5103140.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
540	Дизельный генератор	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
541	Дизельный генератор 100 кВт	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
542	Дизельный генератор 120 кВт	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	71.3	71.3	72.7	74.0	74.3	73.9	70.6	66.4	61.9	78.0
543	Дизельный осветительный генератор 20 кВт	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
544	Дизельный генератор 250 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
545	Дизельный генератор 250 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
546	Дизельный генератор 250 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
547	Дизельный генератор 250 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
548	Дизельный генератор 250 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
549	Дизельный генератор 250 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
550	Дизельный генератор (резерв)	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
551	Дизельный генератор (резерв)	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
552	Сварочный агрегат с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
553	Сварочный агрегат с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
554	Сварочный агрегат с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
555	Сварочный агрегат с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
556	Сварочный агрегат с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
557	Сварочный агрегат с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
558	Осветительная мачта Atlas Copco QLT H50	684630.00	5104875.00	1.50	1.0	74.6	74.6	76.3	77.9	79.3	79.9	77.2	73.4	69.6	84.0
559	Дизельный генератор 110 кВт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
560	Дизельный генератор 111 кВт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
561	Виброплита 5 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
562	Виброплита 5 квт	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
563	Компрессор с ДВС	683289.00	5105597.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
564	Дизельный генератор 110 кВт	695305.00	5121722.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
565	Дизельный генератор 111 кВт	695305.00	5121722.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
566	Виброплита 7,5 квт	695305.00	5121722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
567	Виброплита 7,5 квт	695305.00	5121722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
568	Виброплита 7,5 квт	695305.00	5121722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
569	Виброплита 7,5 квт	695305.00	5121722.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
570	Диз. двигатель Caterpillar 3516C	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
571	Диз. двигатель Caterpillar 3516C	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
572	Дизельный генератор пусковой/резервный Caterpillar C-15	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
573	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом Caterp4	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
574	Двигатель холодного запуска компрессора Hatz - 2M41Z	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
575	Двигатель Передвижного Сварочного агрегата PERKINS	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
576	Двигатель компрессора Yanmar	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
577	Двигатель пожарного насоса Deutz F4L914	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
578	Насос с дизельным приводом Deutz D914L03	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
579	Дизельный Генератор Осветительной мачты Kubota D1105	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
580	Двигатели Аппарата высокого давления HOTSY и KUBOTA D902	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
581	Буровые насосы с дизельным приводом Deutz D914L04	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
582	Винтовой воздушный компрессор Cummins	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
583	Дизельный генератор для лагеря Caterpillar C15	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
584	Дизельный генератор	697200.00	5119830.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
585	Дизельный генератор	697200.00	5119830.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
586	Дизельный генератор	697200.00	5119830.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
587	Дизельный генератор	687205.00	5109448.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
588	Дизельный генератор	687205.00	5109448.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
589	Дизельный генератор	687205.00	5109448.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
590	Генератор дизельный	686220.00	5118571.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
591	Дизельный генератор	686794.00	5111778.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
592	Дизельный генератор	686794.00	5111778.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
593	Дизельный генератор	686794.00	5111778.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
594	Дизельный генератор	686794.00	5111778.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
595	Дизельный генератор 6 кВт	686372.00	5114763.00	1.50	1.0	65.3	65.3	66.7	68.0	68.3	67.9	64.6	60.4	55.9	72.0
596	Дизельный генератор	681028.00	5108466.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
597	Дизельный генератор	681028.00	5108466.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
598	Дизельный генератор	685679.00	5103547.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
599	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
600	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
601	Дизельный двигатель пусковой резервный Caterpillar C 15	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
602	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом Caterp4	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
603	Двигатель холодного запуска компрессора Hatz - 2M41Z	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
604	Двигатель передвижного сварочного агрегата PERKINS	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
605	Двигатель компрессора Yanmar	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
606	Двигатель пожарного насоса Deutz F4L914	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
607	Двигатель пожарного насоса Deutz D914L03	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
608	Дизельный Генератор Осветительной мачты Kubota D1105	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
609	Двигатели аппарата высокого давления HOTSY и KUBOTA D902	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
610	Буровые насосы с дизельным приводом Deutz D914L04	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
611	Винтовой воздушный компрессор Cummins	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
612	Дизельный генератор для лагеря Caterpillar C15	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
613	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
614	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
615	Дизельный двигатель пусковой резервный Caterpillar C 15	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
616	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом Caterp4	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
617	Двигатель холодного запуска компрессора Hatz - 2M41Z	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
618	Двигатель передвижного сварочного агрегата PERKINS	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
619	Двигатель компрессора Yanmar	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
620	Двигатель пожарного насоса Deutz F4L914	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
621	Двигатель пожарного насоса Deutz D914L03	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
622	Дизельный Генератор Осветительной мачты Kubota D1105	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
623	Двигатели аппаратов высокого давления HOTSY и KUBOTA D902	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
624	Буровые насосы с дизельным приводом Deutz D914L04	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
625	Винтовой воздушный компрессор Cummins	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
626	Дизельный генератор для лагеря Caterpillar C15	698805.00	5121290.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
627	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
628	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
629	Дизельный двигатель пусковой резервный Caterpillar C 15	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
630	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом Caterp4	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
631	Двигатель холодного запуска компрессора Hatz - 2M41Z	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
632	Двигатель передвижного сварочного агрегата PERKINS	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
633	Двигатель компрессора Yanmar	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
634	Двигатель пожарного насоса Deutz F4L914	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
635	Двигатель пожарного насоса Deutz D914L03	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
636	Дизельный Генератор Осветительной мачты Kubota D1105	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
637	Двигатели аппаратов высокого давления HOTSY и KUBOTA D902	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
638	Буровые насосы с дизельным приводом Deutz D914L04	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
639	Винтовой воздушный компрессор Cummins	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
640	Дизельный генератор для лагеря Caterpillar C15	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
641	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
642	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
643	Дизельный двигатель пусковой резервный Caterpillar C 15	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
644	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом Caterp4	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
645	Двигатель холодного запуска компрессора Hatz - 2M41Z	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
646	Двигатель передвижного сварочного агрегата PERKINS	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
647	Двигатель компрессора Yanmar	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
648	Двигатель пожарного насоса Deutz F4L914	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
649	Двигатель пожарного насоса Deutz D914L03	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
650	Дизельный Генератор Осветительной мачты Kubota D1105	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
651	Двигатели аппаратов высокого давления HOTSY и KUBOTA D902	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
652	Буровые насосы с дизельным приводом Deutz D914L04	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
653	Винтовой воздушный компрессор Cummins	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
654	Дизельный генератор для лагеря Caterpillar C15	698803.00	5121295.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
655	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
656	Дизельный двигатель Caterpillar 3516C	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	82.6	82.6	84.3	85.9	87.3	87.9	85.2	81.4	77.6	92.0
657	Дизельный двигатель пусковой резервный Caterpillar C 15	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
658	Гидравлическая силовая установка с дизельным приводом Caterp4	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
659	Двигатель холодного запуска компрессора Hatz - 2M41Z	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	72.8	72.8	75.7	78.6	81.0	82.6	80.9	78.0	72.6	87.0
660	Двигатель передвижного сварочного агрегата PERKINS	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
661	Двигатель компрессора Yanmar	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	85.3	85.3	86.7	88.0	88.3	87.9	84.6	80.4	75.9	92.0
662	Двигатель пожарного насоса Deutz F4L914	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
663	Двигатель пожарного насоса Deutz D914L03	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	77.0	74.0	75.0	74.0	73.0	77.0	76.0	75.0	57.0	81.0
664	Дизельный Генератор Осветительной мачты Kubota D1105	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
665	Двигатели аппаратов высокого давления HOTSY и KUBOTA D902	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	78.3	78.3	79.7	81.0	81.3	80.9	77.6	73.4	68.9	85.0
666	Буровые насосы с дизельным приводом Deutz D914L04	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	78.8	78.8	81.7	84.6	87.0	88.6	86.9	84.0	78.6	93.0
667	Винтовой воздушный компрессор Cummins	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	80.3	80.3	81.7	83.0	83.3	82.9	79.6	75.4	70.9	87.0
668	Дизельный генератор для лагеря Caterpillar C15	683673.00	5104481.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
669	Генератор	686115.00	5113790.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
670	Генератор	686115.00	5113790.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
671	Генератор	686115.00	5113790.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
672	Компрессор	685700.00	5115050.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
673	Генератор	686135.00	5115217.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
674	Компрессор	686100.00	5120100.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
675	Генератор	689660.00	5139940.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
676	Генератор	686160.00	5113610.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
677	Осветительная мачта	687717.00	5130598.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
678	Tucano C-Pump	686000.00	5113800.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
679	Generator	686000.00	5113800.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
680	Pump Tucano	685566.00	5105710.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
681	Generator	686100.00	5113500.00	1.50	1.0	78.6	78.6	80.3	81.9	83.3	83.9	81.2	77.4	73.6	88.0
682	Электрогенератор	685937.00	5118293.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
683	Электрогенератор	686510.00	5115040.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
684	Насос на дизприводе	685660.00	5115050.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
685	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
686	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
687	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
688	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
689	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
690	Компрессор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
691	Компрессор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
692	Компрессор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
693	Компрессор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
694	Осветительная мачта	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
695	Осветительная мачта	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
696	Осветительная мачта	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
697	Дизельный генератор	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
698	Сварочный аппарат на дизприводе	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
699	Generator	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
700	Generator	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
701	Generator	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
702	Generator	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
703	Generator	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
704	Compressor	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
705	Compressor	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
706	Compressor	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
707	Compressor	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
708	Tower light	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
709	Tower light	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
710	Tower light	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
711	Tower light	685910.00	5113870.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
712	Дизельный генератор	685935.00	5116072.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
713	Дизельный генератор	685935.00	5116072.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
714	Дизельный генератор	685935.00	5116072.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
715	Дизельный генератор	686260.00	5114700.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
716	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
717	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
718	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
719	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
720	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
721	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
722	Дизельный генератор	686106.00	5115004.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
723	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
724	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
725	Дизельный генератор 50 кВт	688814.00	5112642.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
726	Дизельный генератор 50 кВт	688814.00	5112410.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
727	Дизельный генератор 50 кВт	688930.00	5112526.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
728	Дизельный генератор 50 кВт	688698.00	5112526.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
729	Дизельный генератор 50 кВт	688698.00	5112410.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
730	Дизельный генератор 50 кВт	688930.00	5112526.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
731	Дизельный генератор 50 кВт	688698.00	5112526.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
732	Дизельный генератор 50 кВт	688814.00	5112410.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
733	Дизельный генератор 50 кВт	688814.00	5112642.00	1.50	1.0	67.3	67.3	68.7	70.0	70.3	69.9	66.6	62.4	57.9	74.0
734	Дизельный генератор 100 кВт	689278.00	5112410.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
735	Дизельный генератор 100 кВт	689394.00	5112526.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
736	Дизельный генератор 100 кВт	689162.00	5112526.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
737	Дизельный генератор 100 кВт	689162.00	5112410.00	1.50	1.0	66.6	66.6	68.3	69.9	71.3	71.9	69.2	65.4	61.6	76.0
738	Дизельный генератор	685869.00	5115194.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
739	Дизельный генератор	686500.00	5114915.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
740	Дизельный генератор	685474.00	5114910.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
741	Дизельный генератор	685474.00	5114910.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
742	Компрессор	685474.00	5114910.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
743	Компрессор	685474.00	5114910.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
744	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
745	Дизельный генератор	686505.00	5114977.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
746	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
747	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
748	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
749	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
750	Осветительная вышка	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
751	Компрессор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
752	Компрессор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
753	Компрессор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
754	Водоструйная установка	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	73.3	73.3	74.7	76.0	76.3	75.9	72.6	68.4	63.9	80.0
755	Водоструйная установка	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	73.3	73.3	74.7	76.0	76.3	75.9	72.6	68.4	63.9	80.0
756	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
757	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
758	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
759	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
760	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
761	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
762	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
763	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
764	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
765	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
766	Насос на дизельном приводе	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
767	Компрессор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
768	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
769	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
770	Дизельный генератор	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
771	Оборудование по очистке под ВД	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	83.6	83.6	85.3	86.9	88.3	88.9	86.2	82.4	78.6	93.0
772	Водоструйная установка	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	73.3	73.3	74.7	76.0	76.3	75.9	72.6	68.4	63.9	80.0
773	Водоструйная установка	686081.00	5114704.00	1.50	1.0	73.3	73.3	74.7	76.0	76.3	75.9	72.6	68.4	63.9	80.0
774	Дизельный генератор	686240.00	5115170.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
775	Компрессор	686240.00	5115170.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
776	Дизельный генератор	685905.00	5113770.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
777	Дизельный генератор	685905.00	5115427.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
778	Дизельный генератор	685665.00	5115085.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
779	Дизельный генератор	685665.00	5115085.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
780	Компрессор	685665.00	5115085.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
781	Виброплита	685665.00	5115085.00	1.50	1.0	77.3	77.3	78.7	80.0	80.3	79.9	76.6	72.4	67.9	84.0
782	Дизельный генератор	685917.00	5113872.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
783	Генератор	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
784	Генератор	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
785	Осветительная мачта	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
786	Комплекс автоматизированной очистки РВС	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
787	Комплекс автоматизированной очистки РВС	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	84.6	84.6	86.3	87.9	89.3	89.9	87.2	83.4	79.6	94.0
788	Гидравлический силовой агрегат для насосного оборудования	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
789	Гидравлический силовой агрегат для насосного оборудования	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	76.3	76.3	77.7	79.0	79.3	78.9	75.6	71.4	66.9	83.0
790	Генератор	693158.00	5115771.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
791	Дизельный генератор	693164.00	5115839.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
792	Мойка высокого давления	693164.00	5115839.00	1.50	1.0	76.6	76.6	78.3	79.9	81.3	81.9	79.2	75.4	71.6	86.0
793	Компрессор	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
794	Генератор	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
795	Генератор (резервный)	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
796	Генератор	686192.00	5118522.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
797	Генератор	685478.00	5117664.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
798	Генератор	686410.00	5118247.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
799	Генератор	688158.00	5130512.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
800	Генератор	688158.00	5130512.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
801	Генератор	688158.00	5130512.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
802	Дизельный генератор	688090.00	5130821.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
803	Дизель генераторная установка	688090.00	5130821.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
804	Бензопила	683753.00	5118797.00	1.50	1.0	68.8	68.8	71.7	74.6	77.0	78.6	76.9	74.0	68.6	83.0
805	Мотокоса	683753.00	5118797.00	1.50	1.0	70.8	70.8	73.7	76.6	79.0	80.6	78.9	76.0	70.6	85.0
806	Дизельный генератор	689755.00	5140130.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
807	Дизельный генератор	689755.00	5140130.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
808	Компрессор	689755.00	5140130.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
809	Участок мойки оборудования	686161.00	5118402.00	1.50	1.0	82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0
810	Генератор дизельный (силовой агрегат)	686161.00	5118402.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
811	Генератор	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
812	Генератор	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
813	Генератор	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
814	Генератор	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
815	Осветительная мачта	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
816	Осветительная мачта	689239.00	5139686.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
817	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
818	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
819	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
820	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
821	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
822	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
823	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
824	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
825	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
826	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
827	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
828	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
829	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0
830	Компрессор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	81.8	81.8	84.7	87.6	90.0	91.6	89.9	87.0	81.6	96.0

N	Объект	Координаты точки			Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La. экв
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
831	Осветительная мачта	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
832	Осветительная мачта	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
833	Осветительная мачта	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
834	Осветительная мачта	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
835	Осветительная мачта	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
836	Осветительная мачта	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	70.6	70.6	72.3	73.9	75.3	75.9	73.2	69.4	65.6	80.0
837	Насос на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
838	Насос на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
839	Насос на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
840	Насос на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
841	Насос на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
842	Насос на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	72.6	72.6	74.3	75.9	77.3	77.9	75.2	71.4	67.6	82.0
843	Сварочный аппарат на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
844	Сварочный аппарат на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
845	Сварочный аппарат на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
846	Сварочный аппарат на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
847	Сварочный аппарат на дизельном приводе	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
848	Генератор	684060.00	5118903.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
849	Теплогенератор	683599.00	5118914.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
850	Теплогенератор	683599.00	5118914.00	1.50	1.0	75.3	75.3	76.7	78.0	78.3	77.9	74.6	70.4	65.9	82.0
851	Дизельный генератор	685940.00	5118293.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
852	Дизельный генератор	685940.00	5118293.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
853	Дизельный генератор	685940.00	5118293.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0
854	Сварочный агрегат	685940.00	5118293.00	1.50	1.0	79.3	79.3	80.7	82.0	82.3	81.9	78.6	74.4	69.9	86.0
855	Генератор	683865.00	5118785.00	1.50	1.0	68.3	68.3	69.7	71.0	71.3	70.9	67.6	63.4	58.9	75.0